

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
ESPECIALIZAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS**

RENATO BARRETO DE GODOI

**PROJETO DE UM SISTEMA HIBRIDO FOTOVOLTAICO COM
MICROGERAÇÃO HIDRÁULICA PARA CONSUMIDOR ISOLADO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE ESPECIALIZAÇÃO

CURITIBA

2018

RENATO BARRETO DE GODOI

**PROJETO DE UM SISTEMA HIBRIDO FOTOVOLTAICO COM
MICROGERAÇÃO HIDRÁULICA PARA CONSUMIDOR ISOLADO**

Monografia apresentada ao Curso de Especialização em Energias Renováveis, Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, UTFPR, para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis

Orientador: Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior

CURITIBA

2018

TERMO DE APROVAÇÃO

RENATO BARRETO DE GODOI

PROJETO DE UM SISTEMA HÍBRIDO FOTOVOLTAICO COM MICROGERAÇÃO HIDRÁULICA PARA CONSUMIDOR ISOLADO

Esta Monografia de Especialização foi apresentada no dia 31 de outubro de 2018, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Energia Renováveis – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O aluno foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior

Coordenador de Curso de Especialização em Energias Renováveis

Prof. Me. Romildo Alves dos Prazeres

Chefe do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior
Orientador - UTFPR

Prof. Dr. Gerson Máximo Tiepolo
UTFPR

Prof. Esp. Carlos Henrique Karam Salata
UTFPR

O Termo de Aprovação assinado encontra-se na Coordenação do Curso

Dedico esta monografia aqueles que acreditam em uma ideia e correm atrás para concretizá-la, mesmo ela pareça uma loucura.

Dedico também a minha esposa Alexandra pela paciência e força motivadora e aos meus filhos Guilherme e Ana Clara.

AGRADECIMENTOS

Agradeço antes de tudo a Deus!

Agradeço também meu orientador, o Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior, por sempre me motivar a concluir este estudo.

E não poderia deixar de agradecer a minha esposa, meus filhos e os meus amigos que sempre me motivaram e compreenderam minha ausência no período de elaboração da monografia.

RESUMO

GODOI, R.B. **Projeto de um sistema híbrido fotovoltaico com microgeração hidráulica para consumidor isolado**. 2018. 108f. Monografia (Especialização em Energias Renováveis), Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2018.

Esta monografia realizou o projeto e o estudo de viabilidade de um sistema de geração de energia híbrido fotovoltaico isolado com microgeração hidráulica. Foram realizadas as avaliações técnica e econômica da instalação de um microgerador hidráulico em residência abastecida apenas por energia fotovoltaica isolada, com o objetivo de diminuir o tamanho do banco de baterias. A geração hidráulica foi obtida a partir de um reservatório de água instalado a cerca de oito metros de altura, abastecido por água bombeada de um reservatório inferior, através de energia solar. A análise do sistema híbrido proposto concluiu sua viabilidade técnica, pois foi possível reduzir o banco de baterias inicialmente em 28,6%, podendo chegar em até 57,1% aumentando a altura do reservatório, porém a análise econômica recomendou a sua não implementação.

Palavras-chave: Geração fotovoltaica isolada. Sistema fotovoltaico de bombeamento de água. Sistema de microgeração hidráulica. Energia Elétrica.

ABSTRACT

GODOI, R.B. **Project of a hybrid photovoltaic system with hydraulic microgeneration for isolated consumers**. 2018. 108f. Monograph (Specialization in Renewable Energies), Federal Technological University of Paraná. Curitiba, 2018.

This monograph carried out the design and feasibility study of an isolated photovoltaic hybrid energy generation system with hydraulic microgeneration. The technical and economical evaluations of the installation of a hydraulic micro generator in a residential area supplied only by isolated photovoltaic energy were carried out, to reduce the size of the battery bank. Hydraulic generation was obtained from a water reservoir installed at about eight meters high, supplied by water pumped from a lower reservoir through solar energy. The analysis of the proposed hybrid system concluded its technical feasibility, since it was possible to reduce the battery bank initially by 28.6%, reaching up to 57.1% increasing the height of the reservoir, but the economic analysis recommended its non-implementation.

Keywords: Isolated photovoltaic generation. Photovoltaic system for pumping water. Hydraulic microgeneration system. Electricity.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Barra do Superagui, localização	18
Figura 2 - Sistemas de geração para abastecimento a regiões isoladas da rede convencional: (A) Sistemas individuais e (B) Miniredes.	21
Figura 3 - Configuração básica de um SFI.	21
Figura 4 - Exemplo de sistema híbrido.	22
Figura 5 - Curva de carga de um controlador com 3 estágios.	26
Figura 6 - Inversor de dois estágios	27
Figura 7 - Formas de onda na saída de inversor de senoide modificada	29
Figura 8 - Forma de onda de um inversor com PWM.	29
Figura 9 - Região de aplicação dos sistemas de bombeamento fotovoltaico e manual	42
Figura 10 - Diagrama de um sistema fotovoltaico de bombeamento com aplicações para consumo humano, animal e irrigação	43
Figura 11 - Exemplos do posicionamento da motobomba em sistemas de bombeamento	45
Figura 12 - Motobomba centrífuga monoestágio	46
Figura 13 - Conjunto motobomba submersa.	46
Figura 14 - Classificação dos motores elétricos	47
Figura 15 - Classificação geral das bombas.	48
Figura 16 - Tipos de motobombas para SBFVs em função da profundidade e da vazão.	49
Figura 17 - Configuração de um sistema de bombeamento fotovoltaico utilizando conversor de frequência.	51
Figura 18 - Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico de bombeamento de água	52
Figura 19- Níveis de interesse em um sistema de bombeamento fotovoltaico	55
Figura 20 - Conjunto turbina gerador	59
Figura 21 - Campo de aplicação das turbinas hidráulicas	61
Figura 22 - Turbina Pelton (roda d'água)	61
Figura 23 - Turbina Francis	61
Figura 24 - Turbina Kaplan	62
Figura 25 - Turbina Michell-Banki, fluxo cruzado ou Ossberger	63
Figura 26 - Bomba funcionando como turbina (BFT)	64
Figura 27 - Motor de indução com rotor tipo gaiola de esquilo	65
Figura 28 - Curvas de rendimento de turbinas mantidas a vazão constante	66
Figura 29 - Estação BARRA DO SUPERAGUI criada no Radiasol a partir dos dados do Atlas Solar Brasileiro, 2º Edição	71
Figura 30 - SFI para consumo diário de 2,421kWh	76
Figura 31 - Principais equipamentos do SFI	81
Figura 32 - Suporte para Painéis Fotovoltaicos - 4 Painéis de até 150Wp	81
Figura 33 - Alturas do SFB	82
Figura 34 - Curvas de desempenho da bomba solar Grundfos SQF 14-3	84
Figura 35 - Volume bombeado de água do sistema SQF 14-3 da Grundfos, mensal e diário do mês de junho	85
Figura 36 - Sistema proposto para a microgeração hidráulica	86
Figura 37 - Curvas da vazão em função do tempo e volume	88
Figura 38 - Curvas da potência estimada em função da vazão e do rendimento	89
Figura 39 - Energia elétrica acumulada em função do volume e do rendimento	89

Figura 40 - Microturbina hidráulica norte americana, marca CANYON HYDRO, modelo Micro-Hydro 300-30	91
Figura 41 - Curva da vazão (a) e curva de potência gerada (b), ambas em função da pressão para a microturbina CANYON HYDRO.....	91
Figura 42 - Diagrama do Sistema Híbrido Fotovoltaico/Hidráulico	94
Figura 43 - Curvas de vazão e potência, das microturbinas CANYON HYDRO, utilizadas na simulação	99

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Especificação técnica dos inversores para SFI da marca EPSolar, série SHI	33
Tabela 2 - Especificação técnica dos inversores para SFCR, da marca Fronius, série Primo	34
Tabela 3 - Dados técnicos de catálogos de baterias recarregáveis disponíveis comercialmente	35
Tabela 4 - Comparação entre sistemas de bombeamento para instalações isoladas	41
Tabela 5 - Classificação dos sistemas de bombeamento fotovoltaicos conforme a potência do gerador	52
Tabela 6 - Estimativa diária do consumo de água para diversas utilizações	54
Tabela 7 - Perda de carga em tubulações de PVC	57
Tabela 8 - Perdas de carga em conexões de PVC	57
Tabela 9 - Características principais das turbinas hidráulicas	60
Tabela 10 - Quadro de cargas da residência padrão	67
Tabela 11 - Curva de potência estimado da residência	68
Tabela 12 - Curva de consumo estimado da residência	69
Tabela 13 - Médias Mensais da Irradiação Global Horizontal em Barra do Superagui	70
Tabela 14 - Valores obtidos na simulação do ângulo de inclinação dos painéis fotovoltaicos	71
Tabela 15 - Banco de baterias, modelo e características	75
Tabela 16 - Painel Fotovoltaico, modelo e características	76
Tabela 17 – Critérios elétricos para escolha do controlador de cargas	78
Tabela 18 - Controlador de carga, modelo e características	78
Tabela 19 - Inversor, modelo e características	79
Tabela 20 - Dimensionamento dos condutores do SFI	80
Tabela 21 - Custo estimado dos equipamentos SVFI, em Reais	80
Tabela 22 - Características da bomba solar Grundfos SQF 14-3 e controlador CU 200	83
Tabela 23 - Banco de baterias inicial e redimensionado	95
Tabela 24 - Custo Sistema Híbrido Fotovoltaico / Hidráulico	96
Tabela 25 - Custo do Sistema Fotovoltaico Isolado	96
Tabela 26 - Custo do Sistema Fotovoltaico de Bombeamento	97
Tabela 27 - Custo do Sistema de Microgeração Hidráulica	97
Tabela 28 – Vazão e potência gerada para diferentes alturas	100
Tabela 29 - Simulação da energia gerada em diferentes volumes e alturas	100
Tabela 30 - Equipamentos escolhidos para as simulações	100
Tabela 31 - Volume máximo bombeado	101
Tabela 32 - Variação do banco de baterias em função da microgeração hidráulica	101

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BFT	Bomba Funcionado como Turbina
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEER	Curso de Especialização em Energias Renováveis
EUA	Estados Unidos da América
FV	Fotovoltaico
HSP	Horas de Sol Pleno
Imáx	Corrente Máxima
Imp	Corrente de Máxima Potência
IP20	Índice de Proteção 20
Isc	<i>Current Short Circuit</i> (Corrente de Curto Circuito)
LABSOL	Laboratório de Energia Solar da UFRGS
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i> (Rastreador de Ponto de Máxima Potência)
NiCd	Níquel Cadmo
Pfv	Painel Fotovoltaico
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> (Modulação por Largura de Pulso)
SFB	Sistema Fotovoltaico de Bombeamento
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
STC	<i>Standart Test Conditions</i> (Condições Padrões de Teste)
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i> (Distorção Harmônica Total)
TMY	<i>Typical Meteorologica Year</i> (Ano Meteorológico Típico)
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Vca	Tensão Alternada
Vcc	Tensão Contínua
Vmáx	Tensão Máxima
Voc	<i>Voltage Open Circuit</i> (Tensão de Circuito Aberto)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	TEMA.....	14
1.2	DELIMITAÇÃO DO TEMA	15
1.3	PROBLEMAS E PREMISSAS	15
1.4	OBJETIVOS.....	16
1.4.1	Objetivo Geral	16
1.4.2	Objetivos Específicos	16
1.5	JUSTIFICATIVA	16
1.6	LOCALIDADE	17
1.7	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	18
1.8	ESTRUTURA DO TRABALHO	19
2	REVISÃO BIBLIOGRAFIA	20
2.1	SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICO ISOLADO	20
2.1.1	Conceitos Básicos para geração de energia fotovoltaica.....	22
2.1.2	Gerador fotovoltaico	23
2.1.3	Controlador de carga.....	23
2.1.4	Inversor	26
2.1.5	Acumulador	35
2.1.6	Determinação da irradiação – Método do mês crítico	36
2.2	MECÂNICA DOS FLUÍDOS.....	37
2.3	SISTEMA DE BOMBEAMENTO DE ÁGUA	40
2.3.1	Sistemas Fotovoltaicos para bombeamento de água.....	42
2.3.2	Conjunto Motobomba	43
2.3.3	Motor elétrico	46
2.3.4	Bombas	47
2.3.5	Equipamentos de condicionamento de potência	50
2.3.6	Resumo dos sistemas de bombeamento fotovoltaicos	51
2.3.7	Dimensionamento de sistema fotovoltaico de bombeamento	53
2.4	GERAÇÃO HIDRÁULICA	59
2.4.1	Principais modelos de turbinas e critérios de escolha.....	59
2.4.2	Bombas funcionando como turbinas (BFT)	63
2.4.3	Gerador elétrico.....	64
2.4.4	Eficiência do grupo-gerador utilizando bombas como turbina.....	66
3	PROJETOS.....	67
3.1	RESIDÊNCIA PADRÃO – DEFINIÇÃO DAS CARGAS	67
3.2	SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO (SFI) - DIMENSIONAMENTO.....	69
3.2.1	Determinação da Irradiação Solar em Barra do Superagui.....	69
3.2.2	Dimensionamento dos Painéis Solares	72
3.2.3	Dimensionamento do Banco de Baterias	72
3.2.4	Escolha dos Equipamentos	75
3.2.5	Dimensionamento dos condutores	79
3.2.6	Lista de materiais SFI.....	80
3.3	SISTEMA DE BOMBEAMENTO DE ÁGUA.....	82
3.4	ESTIMATIVA DA ENERGIA ACUMULADA NO RESERVATÓRIO SUPERIOR 85	
3.5	PROJETO DA MICROGERAÇÃO HIDRÁULICA.....	87
3.5.1	Escolha da microturbina hidráulica.....	90

3.6	SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA HÍBRIDO FOTOVOLTAICO / HIDRÁULICO.....	92
3.6.1	Princípio de funcionamento do Sistema de Geração Híbrido Fotovoltaico / Hidráulico.....	92
3.6.2	Redimensionamento do banco de baterias.....	94
3.6.3	Custo do Sistema Híbrido.....	95
4	SIMULAÇÕES E AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS.....	99
5	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	103
	REFERENCIAS.....	105

ANEXO

Anexo I – Dimensionamento do sistema fotovoltaico de bombeamento de água
Grundfos

1 INTRODUÇÃO

A busca por fontes de energia renováveis e limpas tem-se tornado cada vez maior e isso é refletido pelo constante aumento na instalação de sistemas de geração solar e eólico.

Entretanto, embora essas fontes sejam renováveis elas não são totalmente limpas. Observa-se este fato quando se inclui nos cálculos a energia e os insumos que sobram da cadeia produtiva, os resíduos de obra gerados durante a instalação e os equipamentos que serão descartados ao final da vida útil. Como exemplo pode-se citar os painéis solares que são fabricados na China, onde a maior parte da matriz energética ainda é a base de combustíveis fósseis, o combustível necessário para o transporte, que também é de origem fóssil e as baterias que são descartados ao final da vida útil.

E são justamente as baterias químicas, que no Brasil estão presentes nos sistemas solares não conectados à rede elétrica, os componentes que tem a menor vida útil, cerca de quatro anos.

O tema deste estudo é justamente uma forma de diminuir a dependência das baterias químicas através da utilização da energia potencial da água.

1.1 TEMA

O Brasil conta com uma rede de distribuição de energia elétrica interligada e espalhada por quase todo o território, os dados do Censo 2010 do IBGE indicam esse serviço chega nas áreas urbanas a 99,1% das residências e nas áreas rurais a 89,7%. Esses dados indicam que a energia elétrica ainda não atinge 2.749.243 habitantes do país, sendo que desse total 2.352.949 estão na zona rural (IG, 2011).

Uma alternativa para atender essa população é a utilização de geração solar isolada. Porém esta alternativa conta com o inconveniente da necessidade do banco de bateria para manter o suprimento de energia no período noturno, o qual é o elemento crítico pois tem vida útil limitada e são grandes fontes de poluição se não forem devidamente reciclados após a substituição.

Esta pesquisa simulou-se a instalação de um sistema fotovoltaico isolado, no qual parte da energia necessária para utilização no período noturno não foi armazenado apenas em baterias químicas (baterias chumbo-ácido), foi também utilizado como elemento de armazenamento de energia um reservatório elevado de água, de tal forma que durante o dia a geração solar além de carregar as baterias chumbo-ácido e alimentar a carga, também bombeava água de uma cisterna para esse reservatório. Durante a noite um microgerador hidráulico produzia, a partir da água armazenada na caixa, parte da energia necessária para alimentar a residência.

Para fins de simulação foi escolhida a localidade de Barra do Superagui, em Guaraqueçaba-PR, por ser uma região onde a rede elétrica da concessionária de energia não atende todos consumidores.

1.2 DELIMITAÇÃO DO TEMA

Buscou-se neste estudo avaliar a viabilidade técnica de conjugar geração solar isolada com microgeração hidráulica para reduzir a capacidade do banco de baterias, ou seja, reduzir a quantidade e a capacidade das baterias que compõem o banco e conseqüentemente a quantidade de lixo gerado no descarte ao final da vida útil das mesmas.

Para tanto foi necessário determinar a quantidade de água a ser armazenada, em uma altura pré-determinada, de forma que a redução do banco de baterias fosse significativa.

1.3 PROBLEMAS E PREMISSAS

Busca-se neste estudo uma solução para o problema do resíduo causado pelo descarte do banco de baterias ao final da sua vida útil, nos consumidores que não são atendidos pela rede elétrica das concessionárias e optaram pelo sistema fotovoltaico isolado.

A premissa deste estudo é a carga a ser atendida pelo sistema, que deverá ser uma pequena residência, possibilitando assim realizar um projeto prático e com equipamentos existentes no mercado brasileiro.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo Geral

O objetivo principal deste estudo é projetar um sistema híbrido de geração de energia, para um consumidor isolado, utilizando geração fotovoltaica e micro geração hidráulica.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Elaborar um projeto de geração fotovoltaica isolado capaz de abastecer uma residência e carregar um banco de baterias;
- Elaborar um projeto de bombeamento de água alimentado por energia solar;
- Elaborar um projeto de microgeração hidráulica.

1.5 JUSTIFICATIVA

Um sistema de geração fotovoltaico isolado necessita de banco de baterias estacionárias, que é carregado durante o dia, para manter o suprimento de energia nos horários noturnos.

Entretanto a construção desse banco de baterias consome muitos recursos naturais e gera uma quantidade significativa de resíduos ao final da vida útil, se não for dado o destino correto.

O banco de baterias a ser utilizado na residência definida nesta pesquisa possui no seu interior chumbo e ácido sulfúrico que são substâncias poluidoras do meio ambiente, sendo a vida útil estimada pelo fabricante em cerca de 4 anos.

O que motiva e justifica essa pesquisa é a busca por uma tecnologia para o armazenamento de energia que seja menos poluente que as baterias químicas, que possa substituí-las ou complementá-las.

1.6 LOCALIDADE

A localidade de Barra do Superagui é uma antiga comunidade existente no litoral do Paraná, em um local que foi transformada em unidade de conservação ambiental no ano de 1989.

Com a criação do Parque Nacional do Superagui os moradores da região que já possuíam dificuldade de acesso à energia elétrica passaram a ser excluídos da rede de distribuição convencional de energia da COPEL, as restrições ambientais proíbem a construção de redes de distribuição elétrica do continente até a ilha.

A localidade, que pode ser visualizada no mapa da Figura 1, foi escolhida por estar em um local de conservação ambiental, onde o lixo causado pelas baterias descartadas é ainda mais danoso ao meio ambiente.



Figura 1 - Barra do Superagui, localização

Fonte: Adaptado de www.google.com/maps

As coordenadas do local escolhido são 25°27'39.3"S 48°14'33.6"W (-25.460928, -48.242676), correspondentes à região conhecida como Barra do Superagui.

1.7 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Para o desenvolvimento da monografia foi realizada pesquisa científica, aplicada e explicativa, a qual constituiu de pesquisa bibliográfica para embasar teoricamente a elaboração dos projetos da geração fotovoltaica isolada, do sistema de bombeamento de água e da microgeração hidráulica.

Completando essa pesquisa foram realizados cálculos, simulações e pesquisa de fornecedores para desenvolver o sistema de geração fotovoltaica com armazenamento hidráulico de energia.

1.8 ESTRUTURA DO TRABALHO

Após apresentado neste primeiro capítulo o tema, as premissas e os problemas que envolvem o assunto, os objetivos e as justificativas da pesquisa e por último a metodologia a ser empregada, nos capítulos seguintes tem-se o desenvolvimento da pesquisa.

O segundo capítulo contém a revisão bibliográfica sobre a geração fotovoltaica isolada, sobre baterias para sistemas fotovoltaicos, sobre sistema de bombeamento e sobre sistemas de geração de energia hidráulica.

A elaboração do projeto de geração fotovoltaica com armazenamento hidráulico, a coleta de dados e o tratamento das informações obtidas através dos cálculos e simulações são apresentadas no terceiro capítulo. Não está previsto no desenvolvimento deste estudo a implementação dos sistemas de geração projetados.

No quarto capítulo estão as simulações e avaliações dos resultados obtidos.

O quinto e último capítulo foi reservado para as conclusões e recomendações para estudos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRAFIA

Este capítulo é dedicado à revisão da literatura sobre os três sistemas que formam a base do sistema proposto pela monografia. São eles o sistema de geração fotovoltaica isolado, o sistema de bombeamento de água e o sistema de microgeração hidráulica.

2.1 SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICO ISOLADO

Os sistemas de geração fotovoltaico podem ser divididos em dois grandes grupos que são os conectados à rede elétrica de distribuição regular de energia e os não conectados, ou isolados, sendo que em ambos os casos outras fontes de geração de energia podem ser combinadas com a geração fotovoltaica, tornando assim o sistema híbrido.

A utilização de uma fonte conjunta com a solar dependerá de vários fatores, como investimento inicial, custo de manutenção, facilidade de obtenção e custo do combustível da segunda fonte, área ocupada pela segunda fonte, complexidade do projeto etc (PINHO, GALDINO, 2014). São exemplos de sistemas híbridos diesel-fotovoltaico e eólica-fotovoltaico.

Os sistemas de geração de energia isolados podem ainda ser divididos em individuais, atendem apenas uma unidade consumidora, ou miniredes, atendem vários consumidores que estão geograficamente próximos, conforme pode ser observado na Figura 2 (MORAES, 2011).

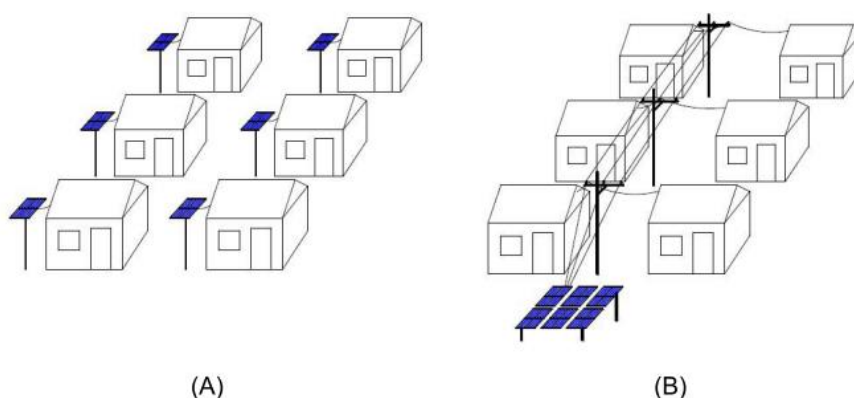


Figura 2 - Sistemas de geração para abastecimento a regiões isoladas da rede convencional: (A) Sistemas individuais e (B) Miniredes.

Fonte: MORAES, 2011

Este estudo focará apenas os sistemas isolados individuais, o qual é detalhado nos tópicos seguintes.

Sistemas fotovoltaico isolados, híbridos ou não, normalmente necessitam armazenar a energia gerada, sendo as baterias químicas a forma mais utilizada (PINHO, GALDINHO, 2014).

Na Figura 3 é possível observar a constituição básica de um SFI puro e na Figura 4 o exemplo de um sistema híbrido, com fontes de energia fotovoltaica, eólica e diesel. Em ambos os sistemas se utilizam baterias químicas como acumuladores.

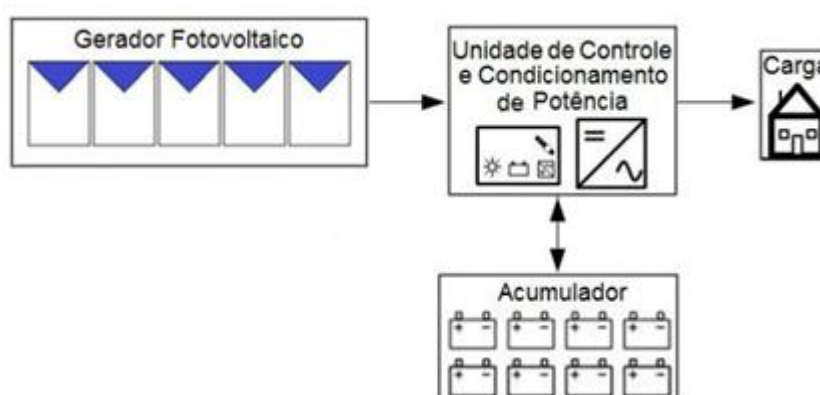


Figura 3 - Configuração básica de um SFI.

Fonte: Adaptado de PINHO, GALDINO, 2014

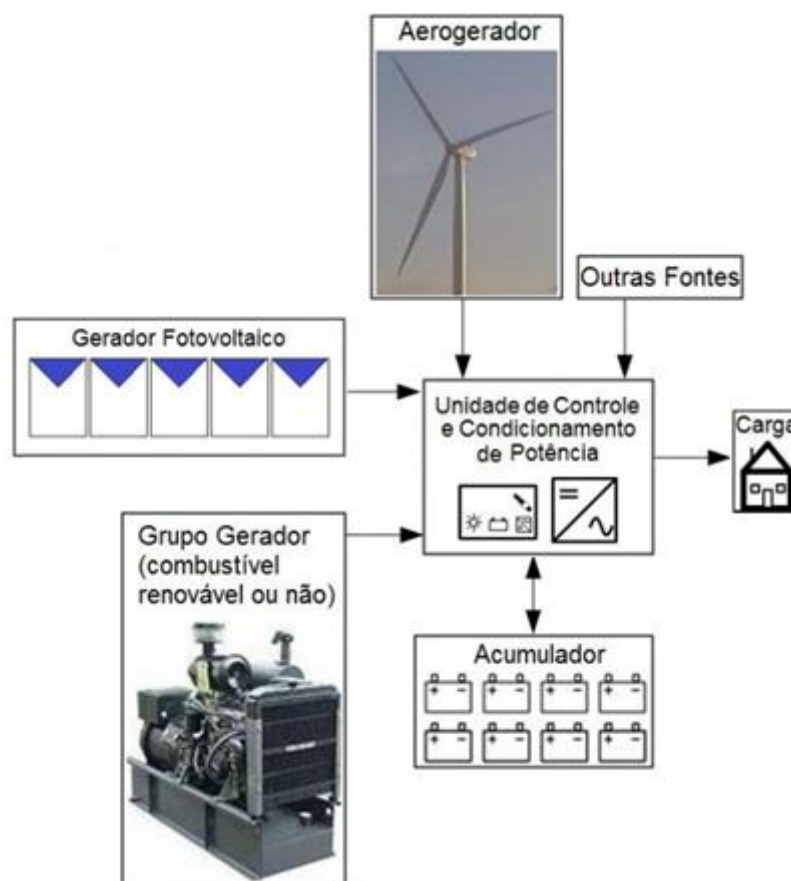


Figura 4 - Exemplo de sistema híbrido.
 Fonte: Adaptado de PINHO, GALDINO, 2014

As baterias além de armazenar energia tem a função de estabilizar a tensão, absorvendo os picos de corrente, por isso não podem ser totalmente suprimidas (PINHO, GALDINO, 2014).

A seguir são detalhados e explicados os principais componentes de um sistema fotovoltaico isolado.

2.1.1 Conceitos Básicos para geração de energia fotovoltaica

A energia elétrica produzida pelos painéis fotovoltaicos é resultante da conversão da luz sobre a superfície formada por um material semicondutor,

normalmente silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si) (PEREIRA *et al.*, 2017).

A irradiância solar (W/m^2) é composta pelas componentes:

Irradiância direta: “apresenta direção de incidência na linha imaginária entre a superfície e o Sol e representa a parcela que não sofreu os processos radiativos de absorção e espalhamento que ocorrem na atmosfera.” (PEREIRA *et al.*, 2017).

Irradiância difusa: “engloba a radiação proveniente de todas as demais direções que são decorrentes dos processos de espalhamento pelos gases e particulados presentes na atmosfera.” (PEREIRA *et al.*, 2017).

2.1.2 Gerador fotovoltaico

O gerador fotovoltaico é formado pelo módulo fotovoltaico, que são agrupados em série e/ou paralelo até atingir a potência total a ser gerada, formando o painel.

A energia gerada por um módulo fotovoltaico depende basicamente da irradiância incidente e da temperatura do semicondutor, sendo a irradiância muito mais significativa neste processo, pois pode variar instantaneamente quando ocorre uma sombra, o que não ocorre com a temperatura, que possui uma inercia maior (PINHO, GALDINO, 2014).

2.1.3 Controlador de carga

O controlador de cargas é o equipamento utilizado, em sistemas isolados, para controlar a carga e a descarga das baterias. Ele executa essa função desconectando o painel fotovoltaico quando a bateria estiver totalmente carregada, evitando sobrecargas e sobreaquecimentos, ou desconectando a carga quando a

bateria estiver descarregada, evitando que a tensão caia abaixo do mínimo recomendado (PINHO, GALDINO, 2014).

Os controladores podem ser classificados quanto ao método utilizado para desconectar os painéis e a carga em controladores tipo série ou tipo paralelo (PINHO, GALDINO, 2014).

Os controladores comerciais mais simples utilizam o método liga-desliga para controlar a carga da bateria. Neste método a tensão e corrente do painel são aplicados diretamente sobre o banco de baterias, fazendo com que o painel fotovoltaico funcione como uma fonte de corrente limitada pela corrente gerada pela irradiância e temperatura instantâneas e a tensão é limitada pela tensão da bateria. O controle é então feito através do monitoramento da tensão da bateria, que no caso de baterias chumbo-ácido a 25°C deve ficar no limite superior entre 2,3 a 2,5V por célula e no limite inferior entre 1,9 a 2,1V. Quando a bateria atinge o limite superior considera-se que a mesma está totalmente carregada e o painel é desconectado. Quando atinge o limite inferior considera-se que a bateria está descarregada e então a carga é desconectada (PINHO, GALDINO, 2014).

As baterias chumbo-ácidas comerciais são fabricadas com seis células e conforme os manuais dos fabricantes TUDOR e FREEDOM, à 25°C a tensão mínima de descarga é de 10,5V e a máxima deve ficar entre 14,4V a 15,5V, o que corresponde a tensão mínima por célula de 1,75V e a máxima de 2,40 V a 2,58V (FREEDOM, 2018) e (TUDOR, 2018).

Os controlados que controlam a carga e a descarga das baterias baseados apenas na tensão não são os mais eficientes do ponto de vista da bateria, pois apenas o nível de tensão não é o melhor parâmetro para regular o processo de carga e descarga. Com isto controladores inteligentes, baseados no estado da carga foram desenvolvidos. Esses controladores são microprocessados e monitoram além da tensão a corrente que está fluindo, sendo mais indicados para sistemas fotovoltaicos (PINHO, GALDINO, 2014).

Outra característica importante que os controladores modernos devem possuir é a carga em três estágios, os quais tem as curvas de tensão e corrente apresentadas na Figura 5 e são descritos a seguir:

- Grossa – Esta fase ocorre no início da carga, quando a bateria está descarregada, e é caracterizada pela aplicação da máxima corrente que o painel fotovoltaico pode fornecer, até a que a bateria atinja a

tensão de fim de carga pré-estabelecida. Nesta fase o painel funciona como uma fonte de corrente e a tensão é limitada pela bateria. É repostado de 80% a 90% da carga total da bateria, quando então o controlador passa para a fase seguinte, a fase de Absorção.

- Absorção – Nesta fase a tensão é mantida constante, enquanto a corrente é controlada, sendo diminuída gradativamente, por um intervalo de tempo acumulado até que a bateria seja considerada completamente carregada.
- Flutuação – Nesta fase a bateria já se encontra carregada e a tensão é mantida constante dentro dos valores de flutuação fornecidos pelo fabricante. A corrente é controlada para repor apenas as perdas internas. Esta fase se mantém por tempo indeterminado até que a tensão caia para valores abaixo do mínimo de flutuação por um determinado tempo, o que faz com que um novo ciclo de carga grossa seja iniciado.
- Equalização – Este é um quarto estágio de carregamento, que é aplicado eventualmente e normalmente apenas para baterias chumbo-ácido. Consiste em provocar uma sobrecarga controlada para provocar uma gaseificação interna do eletrólito e com isso uma agitação do líquido para evitar a estratificação.

Os controladores mais sofisticados possuem, além da carga em três estágios, um algoritmo capaz de realizar o seguimento do ponto de máxima potência do módulo fotovoltaico (em língua inglesa MPPT - *Maximum Power Point Tracking*) o que resulta em controladores com eficiências de 92 a 97% (PINHO, GALDINO, 2014).

Os dois últimos fatores a serem comentados é que o controlador deve ser compatível com a bateria utilizada, por exemplo, um controlador para baterias chumbo-ácido não deve ser utilizado com baterias de NiCd, pois elas possuem características distintas de carga e descarga. O segundo fato é que os controladores comercializados no Brasil devem possuir registro no INMETRO (PINHO, GALDINO, 2014).

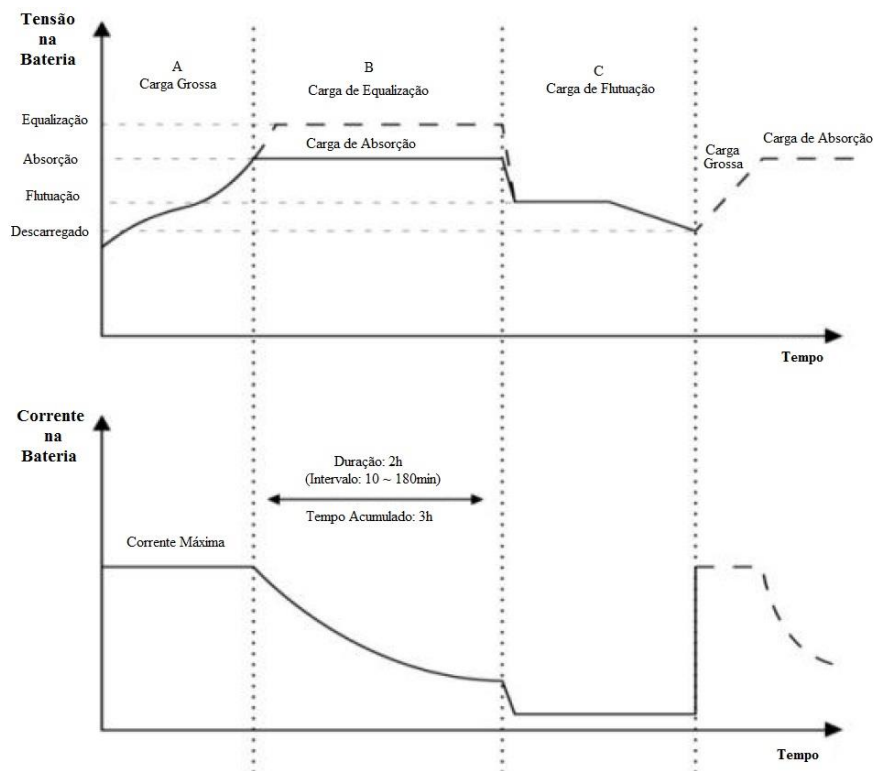


Figura 5 - Curva de carga de um controlador com 3 estágios
 Fonte: Adaptado de EPEVER, 2018

2.1.4 Inversor

O inversor é o equipamento responsável por converter a tensão contínua em tensão alternada com amplitude e tensão constante, para alimentação das cargas alternadas.

A energia que gera a tensão contínua pode ser originada em bancos de baterias, em células de hidrogênio ou no painel de uma instalação fotovoltaica, resultando em grande variedade e modelos de equipamentos. Tratando-se de instalações fotovoltaicas os inversores podem ser divididos em conectados à rede e não conectados à rede (PINHO, GALDINO, 2014).

Embora sejam semelhantes, os inversores para instalações não conectadas à rede (SFI) possuem diferenças significativas em relação aos inversores de instalações conectadas (SFCR). Conforme pode ser visualizado pela Figura 6, nos inversores para SFCR a tensão contínua é proveniente diretamente do painel fotovoltaico e a saída é conectada à rede elétrica, enquanto que nos inversores para

SFI a tensão é proveniente das baterias e a saída é conectada na carga alternada (CA) (PINHO, GALDINO, 2014).

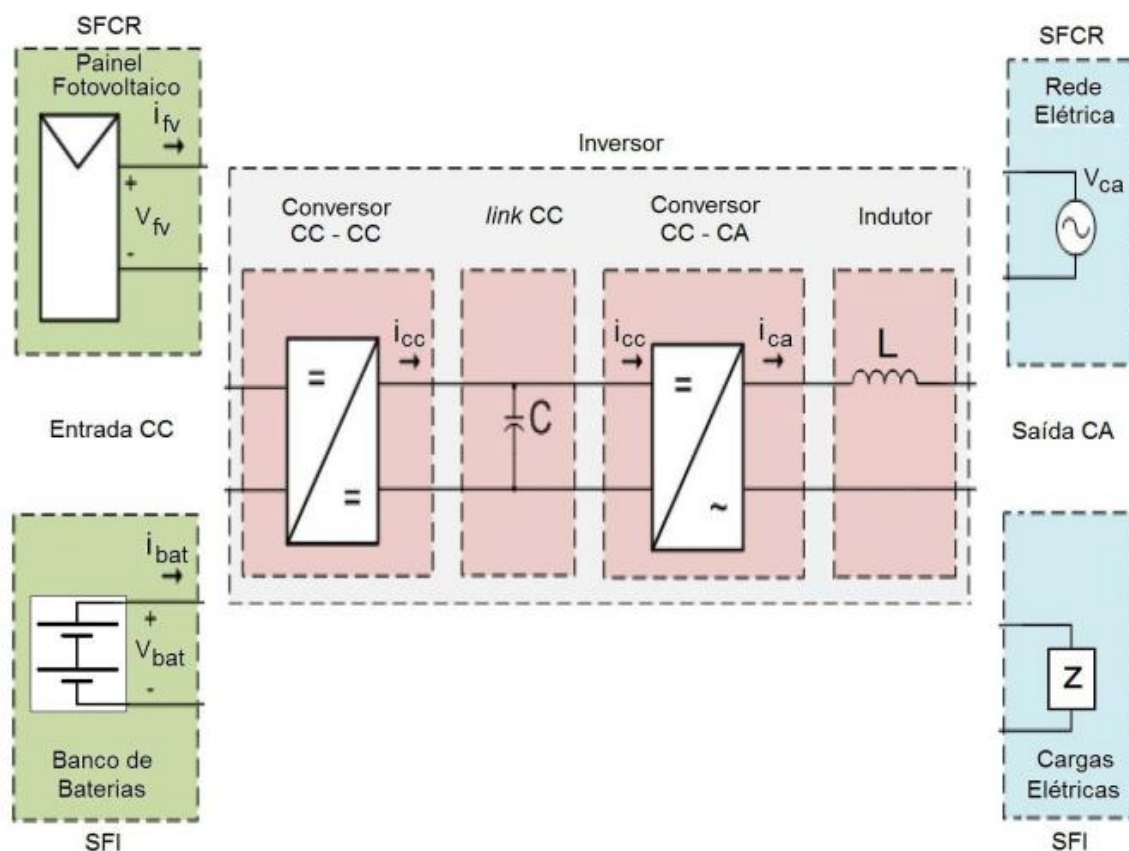


Figura 6 - Inversor de dois estágios

Fonte: PINHO, GALDINO, 2014

Como pode ser visualizado na Figura 6, o Conversor CC tem a função de ajustar o nível de tensão da entrada, proveniente dos painéis ou da bateria, ao nível correto para a geração da tensão CA. O *link* CC faz a conexão entre o conversor CC-CC e o conversor CC-CA e esse tem a função de gerar a tensão CA. O Indutor realiza o papel de filtro (PINHO, GALDINO, 2014).

Para realizar a conversão da tensão contínua em tensão alternada a etapa do Conversor CC-CA utiliza semicondutores que realizam um chaveamento fazendo surgir uma tensão alternada com a forma de onda quadrada. Variando o tempo de acionamento e a sincronização desses condutores a onda quadrada torna-se uma onda quadrada modificada. Entretanto esse tipo de controle produz uma tensão de saída com alta distorção harmônica (THD), necessitando de filtros complexos que além de caros e volumosos, prejudicam a eficiência do inversor. Na Figura 7 é possível visualizar em (a) a forma de onda quadrada, em (b) a senoide modifica e em (c) a

senoide modifica que na prática é gerada por inversores mais simples (PINHO, GALDINO, 2014).

Nos inversores senoidais, o Conversor CC-CA utiliza a técnica PWM, que consiste em acionar o chaveamento com frequência constante e alta, porém com o ciclo de trabalho (razão entre o ciclo de condução e o período) variando ao longo do semiciclo. Essa técnica produz uma senoide modifica com baixa distorção harmônica, que depois de filtrada resulta em um sinal senoidal quase perfeito, como pode ser visualizado na Figura 8 (PINHO, GALDINO, 2014).

Inversores de senoide modificada (Figura 7b) são utilizados apenas em SFI que alimentem apenas cargas não críticas e não podem ser utilizados para alimentação de motores. Inversores senoidais (Figura 8) tem a desvantagem de serem mais caros, porém possuem uma eficiência maior e geram menos harmônicos (PINHO, GALDINO, 2014).

Conforme resolução 482/2012 da ANEEL, em sistemas conectados à rede (SFCR) somente é permitido inversores senoidais que possuem, entre outras características, a função de ilhamento, que consiste em desligar o inversor em caso de falta de energia da rede (ANEEL, 2012).

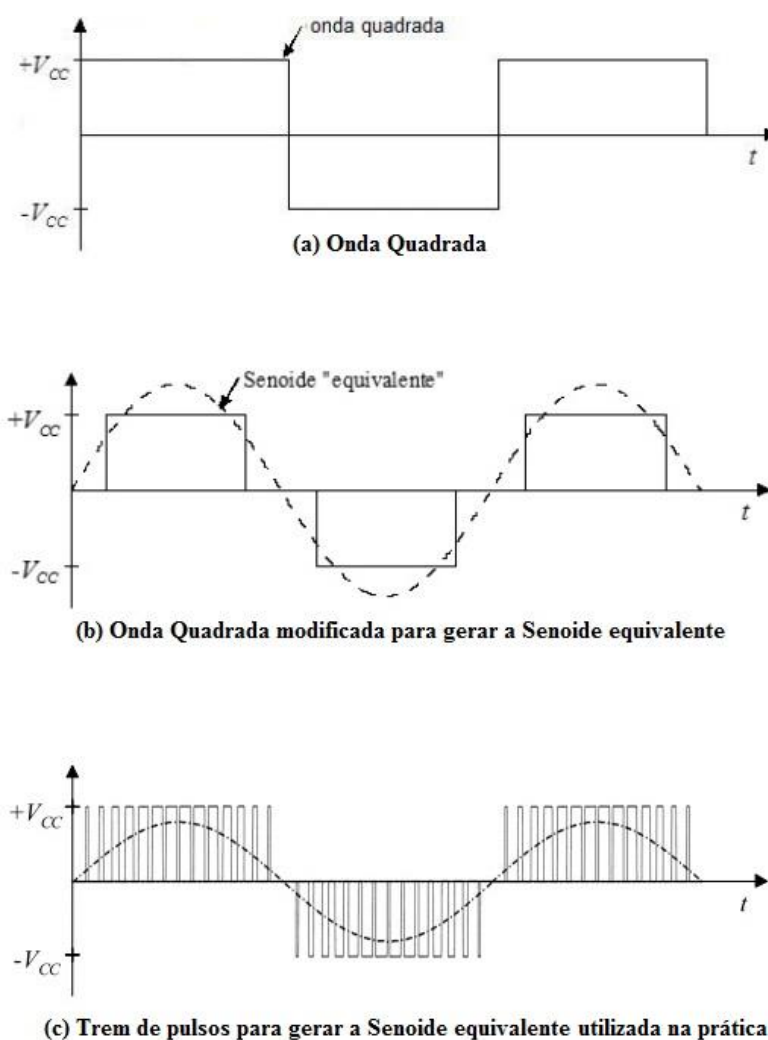


Figura 7 - Formas de onda na saída de inversor de senoide modificada
 Fonte: PINHO, GALDINO, 2014, p226 (modificado)

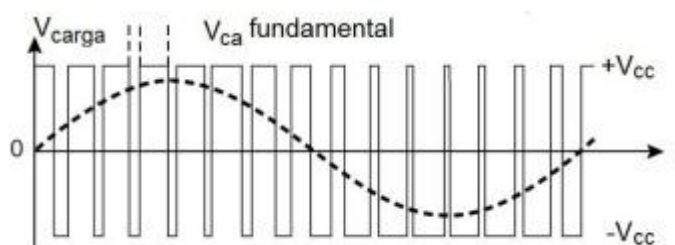


Figura 8 - Forma de onda de um inversor com PWM
 Fonte: PINHO, GALDINO, 2014 (modificado)

As características dos inversores para sistemas fotovoltaicos, conforme o manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos são (PINHO, GALDINO, 2014):

- **Forma de onda de saída:** Senoidal ou senoide aproximada, conforme já explicada anteriormente;
- **Taxa de distorção harmônica (THD):** representa a qualidade da forma de onda gerada e deve ser um valor menor que 5%.
- **Eficiência na conversão de potência:** é a relação entre a potência de entrada pela potência de saída. Um fator importante a ser observado nos catálogos comerciais é que normalmente a eficiência informada pelo fabricante é apenas para a situação de plena carga, o que nem sempre ocorre o tempo todo. Normalmente quando operado em potências abaixo da nominal o inversor tende a ter uma eficiência menor.
- **Potência nominal de saída:** é a potência que o inversor deverá ser capaz de entregar em regime permanente.
- **Potência de surto:** indica em quanto a potência nominal pode ser excedida durante um curto intervalo de tempo. Esta característica é mais relevante em sistemas isolados, pois cargas como motores consomem na partida correntes de até 10 vezes a nominal.
- **Taxa de utilização:** representa o número de horas que o inversor poderá operar na potência nominal.
- **Tensão de entrada:** indica a tensão contínua que pode ser aplicada aos terminais de entrada. Em sistemas isolados os níveis mais comuns de tensão são 12V, 24V, 36 ou 48V e coincidem com as tensões resultantes da associação em série das baterias. Nos inversores de sistemas conectados a indicação é uma faixa de tensão permitida, pois estando o inversor conectado diretamente ao painel fotovoltaico, a tensão irá variar ao longo do dia conforme a irradiação solar.
- **Tensão de saída:** indica a tensão de saída, 127V ou 220V em sistemas de baixa tensão ou 13,8kV para inversores conectados à rede de potência entre 100kW e 1MW, sempre na frequência de 60Hz.
- **Regulação de tensão:** indica a variação de amplitude na tensão de saída. Quanto melhor o inversor menor a variação.

- **Frequência da tensão de saída:** indica a frequência da tensão de saída. No Brasil a frequência é 60Hz.
- **Fator de potência:** indica o fator de potência da saída do inversor. Alguns modelos são capazes de ajustar, através de programação, esse parâmetro.
- **Consumo de potência sem carga (autoconsumo, consumo permanente ou em consumo em *standy by*):** é a energia que o inversor consome mesmo quando não está alimentando nenhuma carga. Este parâmetro tem maior importância em sistemas isolados, pois irá drenar energia do banco de baterias em horários sem irradiação solar.
- **Modularidade:** é a capacidade do inversor de trabalhar em paralelo com outros inversores.
- **Temperatura e umidade do ambiente:** o aumento da temperatura influencia negativamente o rendimento do inversor, por isto deve ser citado tanto a temperatura máxima quanto a mínima de operação. A umidade relativa pode danificar o equipamento, portanto também deve ser citado a faixa de operação.
- **Compatibilidade eletromagnética:** o chaveamento produzido pelos semicondutores para gerar a senoide da tensão de saída é realizado em alta frequência e isto pode provocar interferências em outros equipamentos eletromagnéticos. A compatibilidade eletromagnética indica que o inversor possui filtros e foi testado para evitar essas interferências.
- **Grau de proteção (IP):** classifica o inversor conforme a sua proteção contra a entrada de objetos estranhos (poeira, partes do corpo humano, etc) e água no seu interior.
- **Proteções:** indica quais são as proteções elétricas que o inversor possui. As principais são proteção contra sobretensão na entrada CC, contra inversão de polaridade na entrada CC, contra curto circuito na saída CA, contra sobrecargas e contra elevação de temperatura.

- **Seguimento do Ponto de Potência Máxima (MPPT):** indica se o inversor realiza essa função. Em sistemas isolados o seguimento do ponto de potência máxima é realizado pelo controlador de cargas.

A título de exemplo, na Tabela 1 são apresentadas as especificações técnicas de um inversor para sistemas isolados e na Tabela 2 as de um inversor de sistemas conectados à rede, onde podem ser visualizadas algumas das características explicadas acima.

É também importante mencionar que assim como os controladores de carga, os inversores também devem ser registrados no INMETRO (PINHO, GALDINO, 2014).

Tabela 1 - Especificação técnica dos inversores para SFI da marca EPSolar, série SHI

Types	SHI2000-22	SHI2000-42	SHI3000-22	SHI3000-42
Nominal Battery Voltage	24V	48V	24V	48V
Input Voltage Range	21.6 ~32Vdc	43.2 ~64Vdc	21.6 ~32Vdc	43.2 ~64Vdc
No Load Current	≤0.7A	≤0.7A	≤1.2A	≤1.0A
Output Wave	Pure Sine Wave			
Output Voltage	220Vac ± 3% / 230Vac ± 10%			
Continuous Power	2000W		3000W	
Power 10 sec	3000W		4500W	
Power 1.5 sec	4000W		6000W	
Surge Power	4600W		6900W	
Frequency	50/60Hz ± 0.2%			
Distortion THD	≤ 3% (resistive load)			
Efficiency at Rated Power	≥93%	≥94%	≥93%	≥94%
Max. Efficiency	≥95%	≥95%	≥95%	≥95%
Terminal	50mm ²		50mm ²	
Dimensions	436 × 249 × 116mm		507 × 249 × 116mm	
Installation	236 × 220mm		236 × 270mm	
Hole Size	Φ6mm		Φ6mm	
Net Weight	6.0kg		7.5kg	
Working Temperature	-20°C ~ +50°C			
Storage Temperature	-35°C ~ +70°C			
Humidity	< 95% (N.C.)			
Altitude	< 5000m (Derating to operate according to IEC62040 at a height exceeding 1000m)			

Fonte: EPSOLAR, 2018

Tabela 2 - Especificação técnica dos inversores para SFCR, da marca Fronius, série Primo

Fronius Primo	5.0-1 AUS	6.0-1	8.2-1
Dados de entrada			
Faixa de tensão MPP	240 – 800 V	240 – 800 V	270 – 800 V
Tensão máx. de entrada a 1000 W/m ² /14 °C em ponto morto	1000 V		
Corrente máx. de entrada (MPPT1/MPPT2)	18,0 A		
Corrente máx. de curto-circuito dos módulos solares	27,0 A		
Corrente máx. de retorno ⁴⁾	27,0 A		
Dados de saída			
Potência nominal de saída (P _{nom})	4600 W	6000 W	8200 W
Potência máx. de saída	5000 W	6000 W	8200 W
Tensão nominal da rede	1 ~ NPE 220/230/240 V		
Tensão mín. da rede	150 V ¹⁾		
Tensão máx. da rede	270 V ¹⁾		
Corrente máx. de saída	22,9 A	27,5 A	37,5 A
Frequência nominal	50/60 Hz ¹⁾		
Fator de distorção	< 5%		
Fator de potência Cos Phi	0,85 – 1 ind./cap. ²⁾		
Impedância de rede máxima permitida Z _{máx.} no PCC ³⁾	nenhuma		
Impulso de corrente de ligamento ⁶⁾ e duração			
Corrente máx. de erro de saída por duração	38 A/172 ms		
Dados gerais			
Grau de eficiência máxima	98,1%	98,1%	98,1%
Europ. Grau de eficiência	97,1%	97,3%	97,7%
Consumo próprio durante a noite	0,6 W		
Refrigeração	Ventilação forçada regulada		
Grau de proteção	IP 65		
Dimensões a x l x c	628 x 428 x 205 mm		
Peso	21,6 kg		
Temperatura ambiente admissível	-40 °C – +55 °C		
Umidade do ar admissível	0 – 100%		
Classe de dispositivo EMC	B		
Categoria de sobretensão CC/CA	2/3		
Dispositivos de proteção			
Medição de isolamento CC	Alerta/Desligamento ⁷⁾ em R _{ISO} < 1 MOHM		
Comportamento na sobrecarga CC	Deslocamento do ponto operacional, limitação da potência		
Disjuntor CC	integrado		

Fonte: FRONIUS, 2018

2.1.5 Acumulador

Em sistemas fotovoltaicos isolados da rede elétrica é necessário a utilização de dispositivos de armazenamento de energia, para suprir a demanda em horários de baixa irradiação e durante o período noturno. Portanto, os sistemas isolados devem durante o dia gerar energia suficiente para atender as demandas das cargas e para carregar os dispositivos de armazenamento (PINHO, GALDINO, 2014).

O dispositivo de armazenamento mais utilizado é a bateria química do modelo chumbo-ácido estacionária e embora existam outros modelos, ela ainda é a mais utilizada por ser, entre as baterias químicas, a opção de menor custo (PINHO, GALDINO, 2014).

Na Tabela 3 são apresentados os diversos modelos de baterias recarregáveis disponíveis no mercado e suas principais características, sendo que os dados da tabela não correspondem necessariamente aos limites de cada tecnologia (PINHO, GALDINO, 2014).

Tabela 3 - Dados técnicos de catálogos de baterias recarregáveis disponíveis comercialmente

Tecnologia	Eletrólito	Densidade Energética [Wh/kg]	Densidade Energética [Wh/L]	Eficiência η_{wh} [%]	Vida útil [anos]	Vida cíclica [ciclos]	Temperatura de operação		Aplicações típicas (exemplos)
							Carga padrão [°C]	Descarga [°C]	
Chumbo ácido ⁷ (Pb-ácido)	H ₂ SO ₄	20–40	50–120	80–90	3–20	250–500	–10 a +40	–15 a +50	Uso estacionário, tração, automotiva
Níquel-Cádmio (NiCd)	KOH	30–50	100–150	60–70	3–25	300–700	–20 a +50	–45 a +50	Mesmo tipo de aplicações das baterias chumbo-ácido, ferramentas, veículos elétricos
Níquel-hidreto metálico (NiMH)	KOH	40–90	150–320	80–90	2–5	300–600	0 a +45	–20 a +60	Notebooks, celulares, câmeras fotográficas, veículos elétricos e híbridos, brinquedos
Íon de Lítio (Li-ion, Li-polímero)	Polímeros orgânicos	90–150	230–330	90–95	–	500–1000	0 a +40	–20 a +60	Notebooks, celulares, filmadoras, smart cards, veículos elétricos e híbridos
Bateria alcalina recarregável de Manganês (RAM) ⁸	KOH	70–100	200–300	75–90	–	20–50	–10 a +60	–20 a +50	Produtos de consumo, brinquedos
Cloreto de Níquel e Sódio (NaNiCl)	β'' -Al ₂ O ₃	~100	~150	80–90	–	~1000	+270 a +300	+270 a +300	Veículos elétricos e híbridos (possíveis aplicações estacionárias)

Fonte: PINHO, GALDINO, 2014

2.1.6 Determinação da irradiação – Método do mês crítico

Escolhido a localidade de instalação do SFI, faz-se necessário determinar o recurso solar, isto é, a energia fornecida pelo sol, definida como irradiação solar. A energia solar varia ao longo do tempo conforme as condições meteorológicas (cobertura de nuvens, concentração de gases atmosféricos, sistemas sinóticos entre outros) e fatores astronômicos associados aos movimentos orbital e de rotação da Terra, portanto uma medição instantânea pode não refletir o comportamento da irradiação ao longo do tempo (PEREIRA *et al.*, 2017).

Para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos recomenda-se a determinação do “Ano Meteorológico Padrão ou Típico” (em língua inglesa TMY – *typical meteorologica year*) (PINHO, GALDINO, 2014) e quanto maior a base de dados mais confiável será o valor encontrado. Neste estudo foram utilizados os dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª edição, que tem uma base formada ao longo de mais de 17 anos de coleta de informações de medições realizadas por satélites e estações terrestres (PEREIRA *et al.*, 2017).

O método do mês crítico consiste em dimensionar o SFI para o período do ano no qual ocorrem as condições médias mais desfavoráveis para o sistema. Supõe-se que se o sistema funcionar adequadamente nesse mês, isso ocorrerá também nos demais meses do ano, assim sendo, o sistema produzirá mais energia nos outros meses nos quais as condições forem mais favoráveis (PINHO, GALDINO, 2014).

Determinado o valor da irradiação global horizontal no mês mais desfavorável, será necessário determinar em qual ângulo de inclinação o painel solar deverá ser instalado para obter a maior quantidade de energia, para isto utiliza-se do programa RADISOL.

Existem duas versões do programa RADIASOL, desenvolvidos no LABSOL da UFRGS. Ambos permitem “que o usuário defina o ângulo de inclinação e o ângulo

de orientação azimutal do plano do painel. O usuário deve entrar com dados de irradiação diária em média mensal sobre um plano horizontal e dados de temperatura em base mensal (ou utilizar dados incorporados na instalação do programa) e selecionar a localização e orientação do plano em estudo. O programa então sintetiza dados horários de irradiação global, divide esses dados em valores de radiação direta e difusa para cada hora ao longo de um ano, e calcula a irradiação horária sobre o plano inclinado. Como resultado, é possível observar em gráfico ou exportar dados mensais ou horários de radiação solar e suas componentes direta e difusa e dados de temperatura ambiente necessários para uma simulação.” Caso o usuário não disponha de dados mensais de um local de interesse, o programa possui um banco de dados incorporado, com dados da primeira edição do Atlas Solarimétrico (PINHO, GALDINO, 2014).

Os valores, a determinação do mês crítico e do ângulo de inclinação para instalação do painel que possibilitará a maior geração de energia para a localidade de Barra do Superagui podem ser visualizadas no item 3.2.1.

2.2 MECÂNICA DOS FLUÍDOS

Antes de estudar as características de um sistema de geração hidroelétrica e de um sistema de bombeamento de água faz-se necessário realizar uma breve revisão de alguns conceitos de mecânica dos fluídos.

Potência hidráulica

Potência hidráulica é a potência fornecida à turbina hidráulica pelo fluído que passa em seu interior, sendo diretamente proporcional à densidade do líquido, aceleração da gravidade, vazão e altura líquida. A potência hidráulica pode ser calculada pela equação (1) (OLIVEIRA, 2014):

$$Ph = \rho . g . H . Q \quad (1)$$

Onde:

P_h : Potência Hidráulica (W)

ρ : Densidade do líquido (kg/m^3). Aproximadamente 1.000kg/m^3 para água

g : Aceleração da Gravidade ($9,81\text{m/s}^2$)

H : Altura de queda útil (m)

Q : Vazão (m^3/s)

Altura de queda líquida, altura útil ou altura manométrica corrigida

Altura de queda líquida é a altura correspondente à energia hidráulica descontadas as perdas de carga provocadas pelo escoamento através da tubulação. Em um sistema de bombeamento esse parâmetro corresponde à altura manométrica corrigida, dada pela equação (2) e que será revisada no item 2.3.7 (OLIVEIRA, 2014).

$$h_{mc} = h_m \pm (h_t + h_c) \quad (2)$$

Onde:

h_{mc} : altura manométrica corrigida (m)

h_m : altura do reservatório (m)

h_t : perdas de cargas na tubulação (m)

h_c : perdas de cargas nas conexões (m)

$+(h_t+h_c)$: Perdas de carga no bombeamento

$-(h_t+h_c)$: Perdas de carga na geração

Perda de carga

Conforme Oliveira (2014) a perda de carga pode ser definida como a queda de pressão total durante um escoamento de líquidos, podendo ser causada por queda na pressão gravitacional devido à variação vertical na altura do escoamento, perda de carga por pressão inercial devido a variação da velocidade de escoamento e perda de carga por atrito devido aos efeitos da dissipação viscosa do fluido.

As canalizações utilizadas na condução dos líquidos apresentam características construtivas e elementos especiais, como conexões, válvulas, medidores e curvas, que elevam a turbulência, provocam atrito e causam o choque de partículas, resultando em perdas de cargas. Essas perdas podem ser classificadas em dois grupos, as distribuídas, ocorrem ao longo de uma tubulação, e as localizadas, que ocorrem nas válvulas e conexões (OLIVEIRA, 2014). No item 2.3.7 é possível observar na Tabela 7 os valores de perdas de cargas distribuídas para vários diâmetros de tubulações de PVC em função da vazão e na Tabela 8 as perdas localizadas para as conexões de PVC em função do diâmetro.

Energia Hidráulica

Na equação da potência hidráulica, equação (1), se a vazão for substituída pelo volume tem-se a energia hidráulica correspondente, equação (3), que será posteriormente revista no item 2.3.7.

$$E_h = \rho \cdot g \cdot H \cdot V \quad (3)$$

Onde:

E_h : Energia hidráulica (Wh)

ρ : Densidade do líquido (kg/m^3). Aproximadamente 1.000kg/m^3 para água

g : Aceleração da Gravidade ($9,81\text{m/s}^2$)

H : Altura de queda útil (m)

V : Volume (m^3)

Eficiência da turbina hidráulica

A potência efetivamente fornecida pela turbina ao gerador, chamada de potência de eixo (P_e) é a potência hidráulica (P_h) descontadas as perdas internas da turbina. A potência de eixo depende do torque e da rotação da turbina e é expressa pela equação (4), enquanto que a eficiência da turbina pode ser calculada pela equação (5).

$$P_e = \omega \cdot \tau \quad (4)$$

Onde:

P_e : Potência de eixo da turbina (W);

ω : Rotação da turbina (s⁻¹);

τ : Torque (N.m);

$$\eta_t = \frac{P_e}{P_h} \quad (5)$$

Onde:

η_t : Eficiência da turbina;

P_e : Potência de eixo da turbina (W);

P_h : Potência hidráulica (W);

2.3 SISTEMA DE BOMBEAMENTO DE ÁGUA

Há uma grande variedade de sistemas de bombeamento, que se distinguem uns dos outros conforme a finalidade e a fonte de energia. Entre os sistemas mais comuns pode-se citar o bombeamento das redes de hidrantes e o bombeamento de água potável nos edifícios e centros urbanos, esses sistemas têm em comum a possibilidade de utilizarem a rede elétrica da concessionária local. Já em localidades isoladas, sem acesso à energia elétrica convencional, os sistemas de bombeamento são mais utilizados para abastecimento de água potável e para irrigação (MORALES, 2011).

A Tabela 4 mostra a comparação entre sistemas de bombeamento para localidades isoladas (MORALES, 2011).

Tabela 4 - Comparação entre sistemas de bombeamento para instalações isoladas

	Motor de combustão interna	Fotovoltaico	Eólicos	Bombeamento manual
Custo inicial	Moderado	Elevado	Médio	Baixo
Custo de operação	Alto (Combustível)	Nulo	Nulo	Nulo
Disponibilidade de equipamentos	Ampla	Difícil em alguns lugares	Difícil em alguns lugares	Ampla
Impactos ambientais	Altos impactos ambientais na operação (emissão de gases contaminantes e ruídos)	Impactos ambientais na fabricação dos equipamentos	Impactos ambientais na fabricação dos equipamentos	Impactos ambientais na fabricação dos equipamentos
Outras vantagens	Independência do recurso solar e das condições atmosféricas; Relativa facilidade de instalação e deslocamento; Facilidade de aquisição de peças de reposição e existência de recursos humanos capacitados para sua instalação e manutenção.	Operação autônoma; Baixa necessidade de manutenção; Relativa facilidade de instalação e deslocamento; Vida útil do gerador.	Operação autônoma; Relativa facilidade de instalação; Vida útil do sistema.	Operação autônoma; Relativa facilidade de instalação; Facilidade de manutenção; Vida útil da bomba.
Outros problemas	Custo e dificuldade de fornecimento contínuo de combustíveis em alguns lugares; Manutenção contínua e especializada; Produz ruído ambiental.	Dependência do recurso solar e das condições atmosféricas; Dificuldade de obtenção de material de reposição e de mão de obra qualificada para o reparo dos equipamentos.	Dependência do recurso eólico e das condições atmosféricas; Dificuldade de obtenção de material de reposição; Manutenção contínua e especializada.	Manutenção constante; Baixa vazão e pequenas alturas manométricas; Requer operador durante todo o tempo de funcionamento.

Fonte: Adaptado de PINHO, GALDINHO 2014 e de MORALES, 2011

Uma análise prévia da faixa de aplicação do bombeamento fotovoltaico e do bombeamento manual pode ser observado o gráfico da Figura 9. Esse gráfico apresenta, em termos da vazão e da profundidade requeridas as faixas de utilização de cada sistema. A análise é realizada utilizando o parâmetro m^4 ($m^3 \times m$). Para valores de m^4 inferiores a 50, considera-se adequado o bombeamento manual, enquanto que para valores superiores a 2.000, o bombeamento fotovoltaico não é considerado viável (PINHO, GALDINO, 2014).

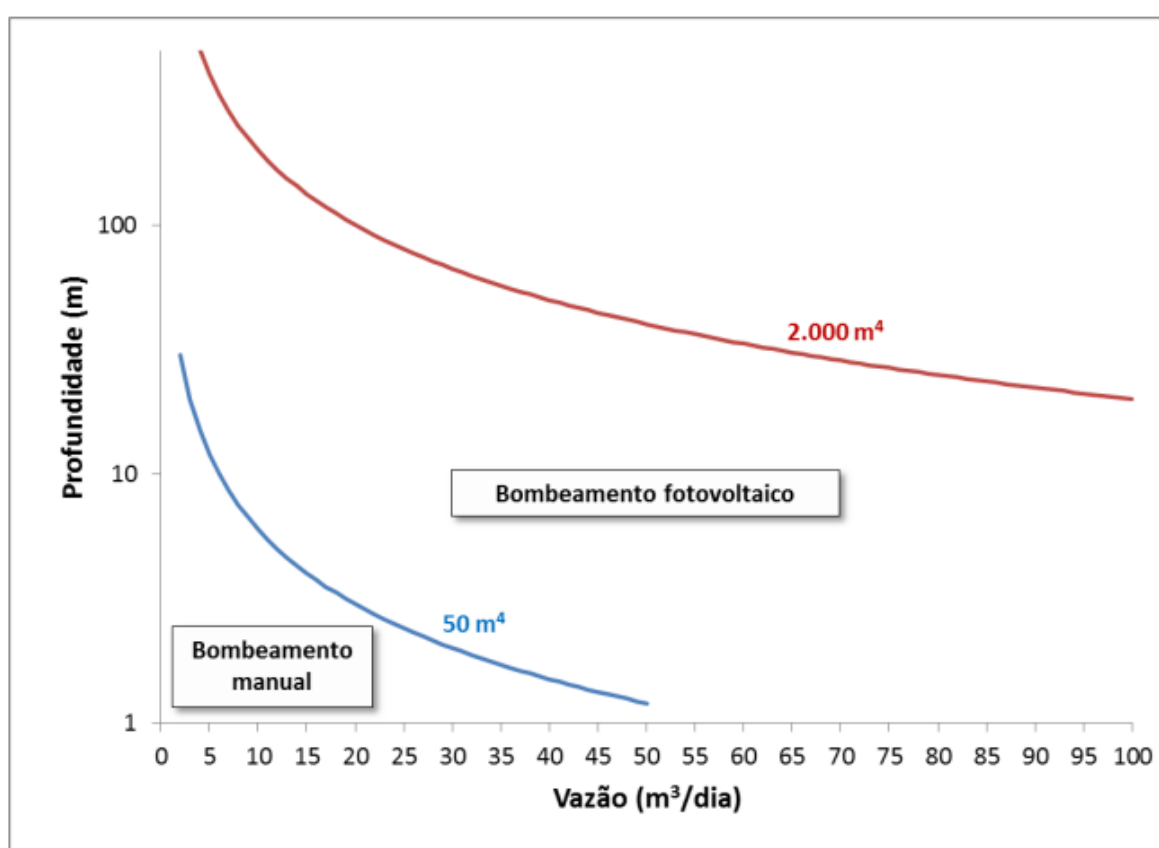


Figura 9 - Região de aplicação dos sistemas de bombeamento fotovoltaico e manual
 Fonte: PINHO, GALDINO, 2014

2.3.1 Sistemas Fotovoltaicos para bombeamento de água

Os componentes básicos de um sistema de bombeamento de água a partir da energia solar são os painéis fotovoltaicos, os equipamentos de condicionamento de potência, o conjunto motobomba e o sistema de armazenamento de água, sendo

que esse último dependerá da topografia da região e da utilização que será dada à água (MORALES, 2011). Alguns sistemas também podem utilizar bancos de bateria químicas, mas isso só se aplica quando o gerador fotovoltaico abastecer outras cargas além das bombas (PINHO, GALDINO, 2014).

Na Figura 10 é possível visualizar os componentes básicos de um sistema de bombeamento solar.

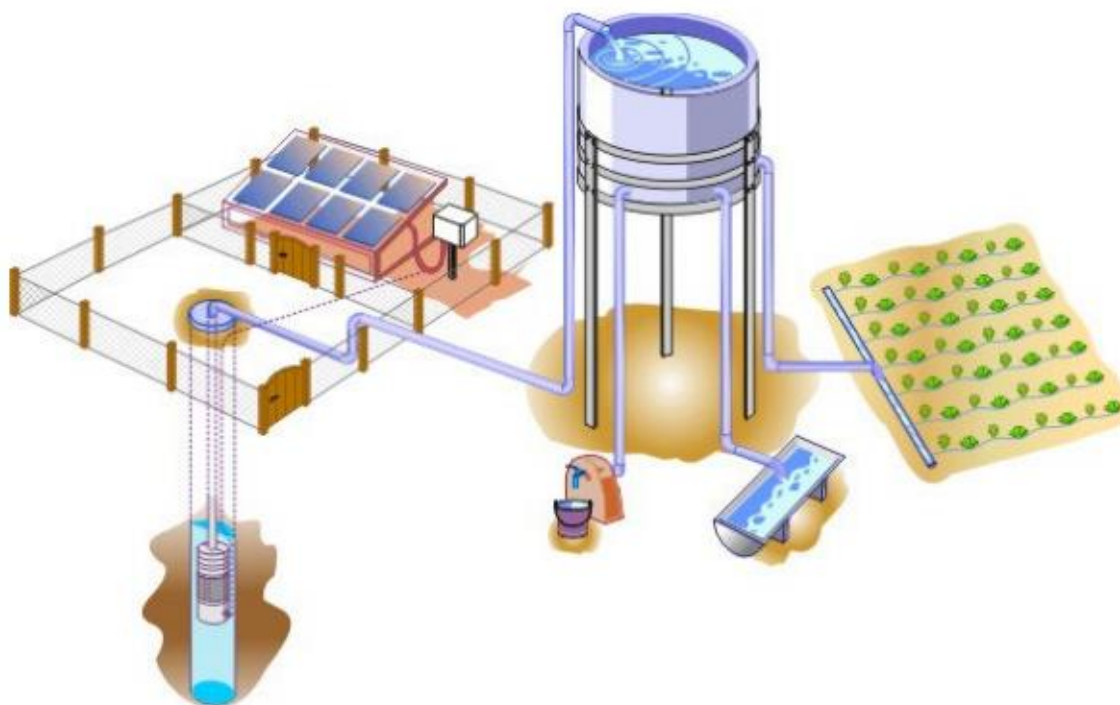


Figura 10 - Diagrama de um sistema fotovoltaico de bombeamento com aplicações para consumo humano, animal e irrigação
Fonte: MORALES, 2011

Dos equipamentos necessários ao sistema de bombeamento fotovoltaico, os painéis fotovoltaicos, já foram explicados nos itens anteriores.

2.3.2 Conjunto Motobomba

Motobomba é o equipamento que converte a energia elétrica em energia mecânica para realizar o bombeamento de um reservatório para outro. O nome

motobomba é utilizado quando o motor e a bomba estão conectados e montados no mesmo bloco.

Existem quatro configurações básicas para a montagem do sistema de bombeamento, com relação a posição da motobomba, as quais podem ser visualizadas na Figura 11. O esquema (A) é caracterizado pela utilização da motobomba submersa em um poço estreito, essa configuração é muito utilizada em poços artesianos com bombas multiestágios ou de deslocamento positivo do tipo helicoidal. No esquema (B), também utilizado em poços, o motor fica na superfície e a bomba fica submersa, é pouco utilizado por causa da baixa eficiência do sistema. No esquema (C) a motobomba encontra-se submersa e próxima a superfície, sustentada por um flutuador. No esquema (D) é utilizado uma motobomba centrífuga instalado na margem, próximo ao ponto de captação, um mecanismo de sucção é introduzido no reservatório. Os esquemas (C) e (D) são utilizados em rios, açudes ou poços e reservatórios de grande diâmetro (FEDRIZZI, 1997).

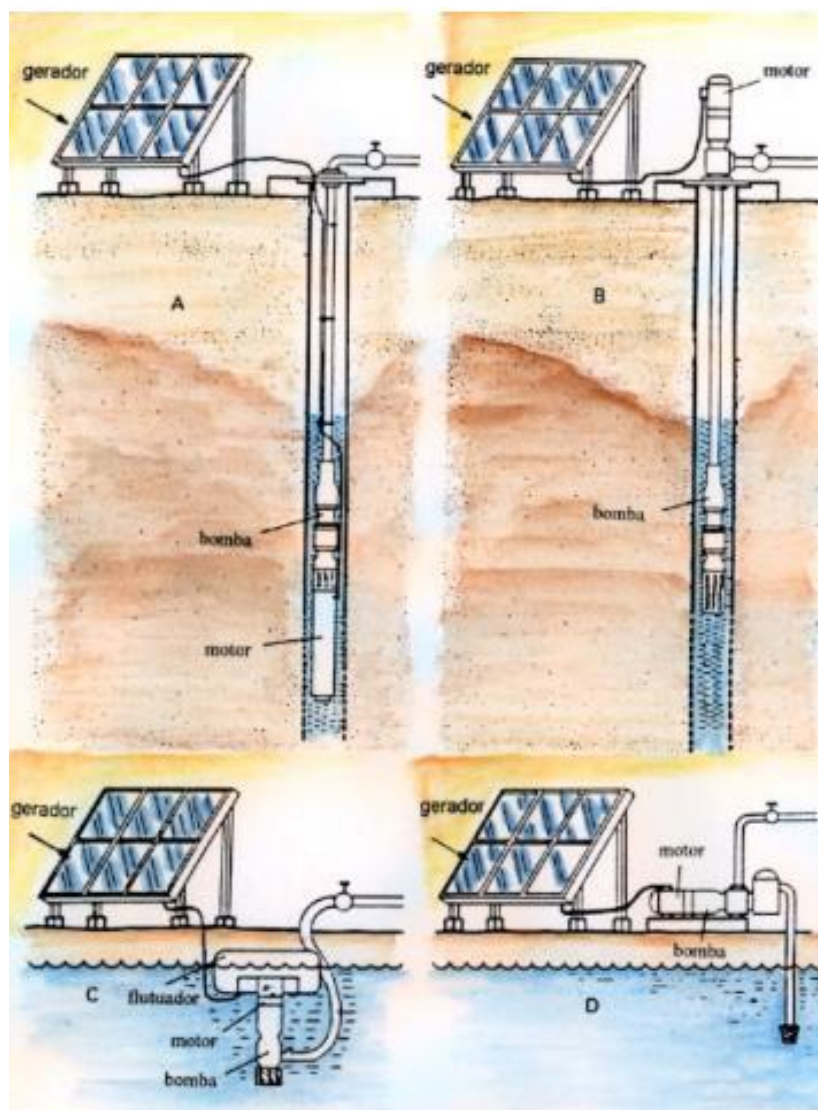


Figura 11 - Exemplos do posicionamento da motobomba em sistemas de bombeamento

Fonte: FEDRIZZI, 1997

Para fins didáticos será realizado a explicação do motor separado da bomba, embora o mais comum seja a compra do conjunto motobomba, sendo que é possível, porém raro, encontrar os dois equipamentos em separado.

Na Figura 12 é visualizado uma motobomba centrífuga e na Figura 13 exemplos de motobombas submersa.



Figura 12 - Motobomba centrífuga monoestágio

Fonte: Adaptado de SCHNEIDER, 2018

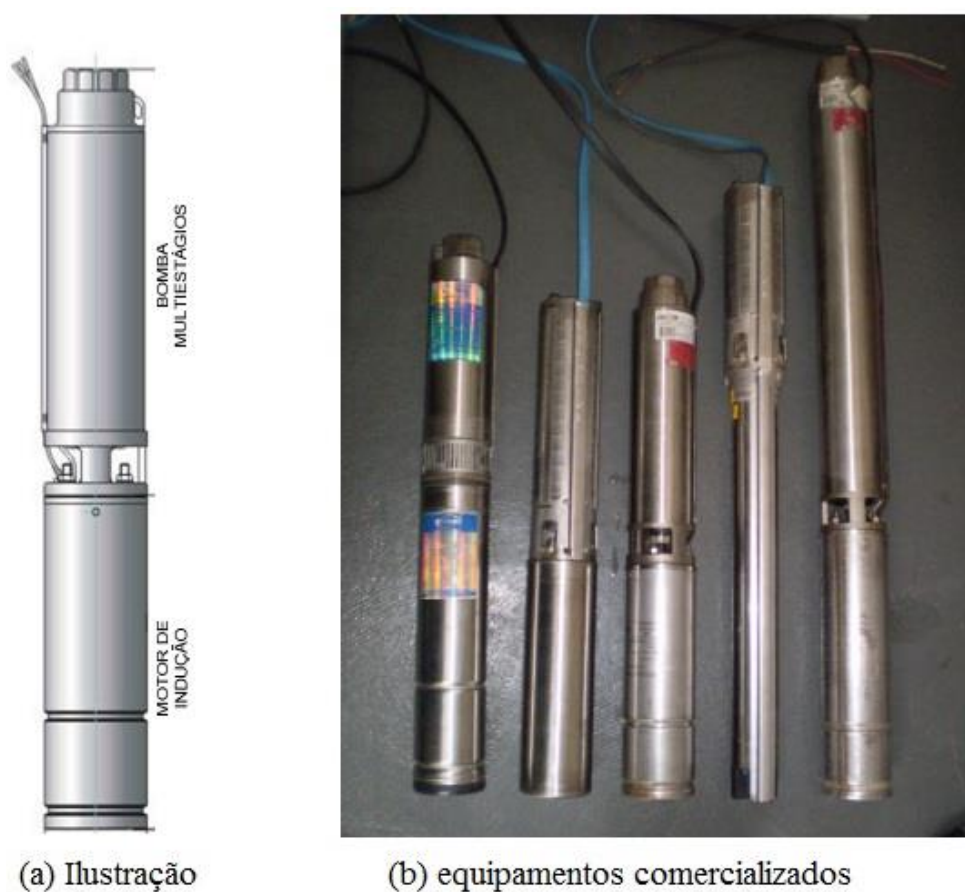


Figura 13 - Conjunto motobomba submersa.

Fonte: MELÉNDEZ, 2009

2.3.3 Motor elétrico

O motor elétrico é o equipamento que irá converter a energia elétrica em energia mecânica, que será acoplada a bomba através do eixo.

Segundo Morales (2011) motores CC são mais interessantes para pequenas potências porque permitem a conexão diretamente ao painel fotovoltaico. Para potências maiores recomenda-se motores CA com inversores CC-CA, devido ao custo e disponibilidade.

Já Meléndez (2009) verificou que as motobombas com motores CC são utilizadas para potências de até 400Wp, enquanto que os motores CA são mais utilizadas por serem mais robustas, mais fáceis de encontrar no comércio, fato este que reduz o preço, e por apresentarem um ciclo de vida maior, entretanto possuem um rendimento menor que as motobombas com motores CC, pois apresentam perdas no inversor de frequência.

Na Figura 14 é apresentado a classificação dos motores elétricos.

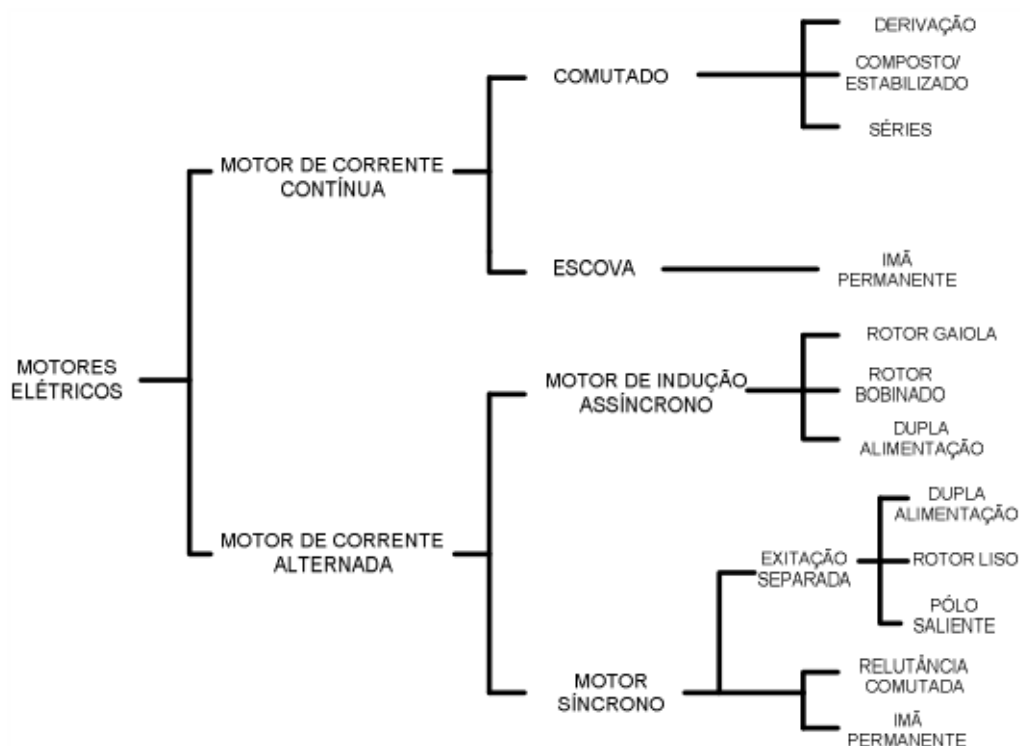


Figura 14 - Classificação dos motores elétricos

Fonte: MELÉNDEZ, 2009

2.3.4 Bombas

As bombas são os equipamento responsáveis por transferirem a energia mecânica ao líquido, aumentando a pressão, a velocidade ou ambos e com isto ganha-se energia potencial. Na Figura 15 observa-se a classificação das bombas.

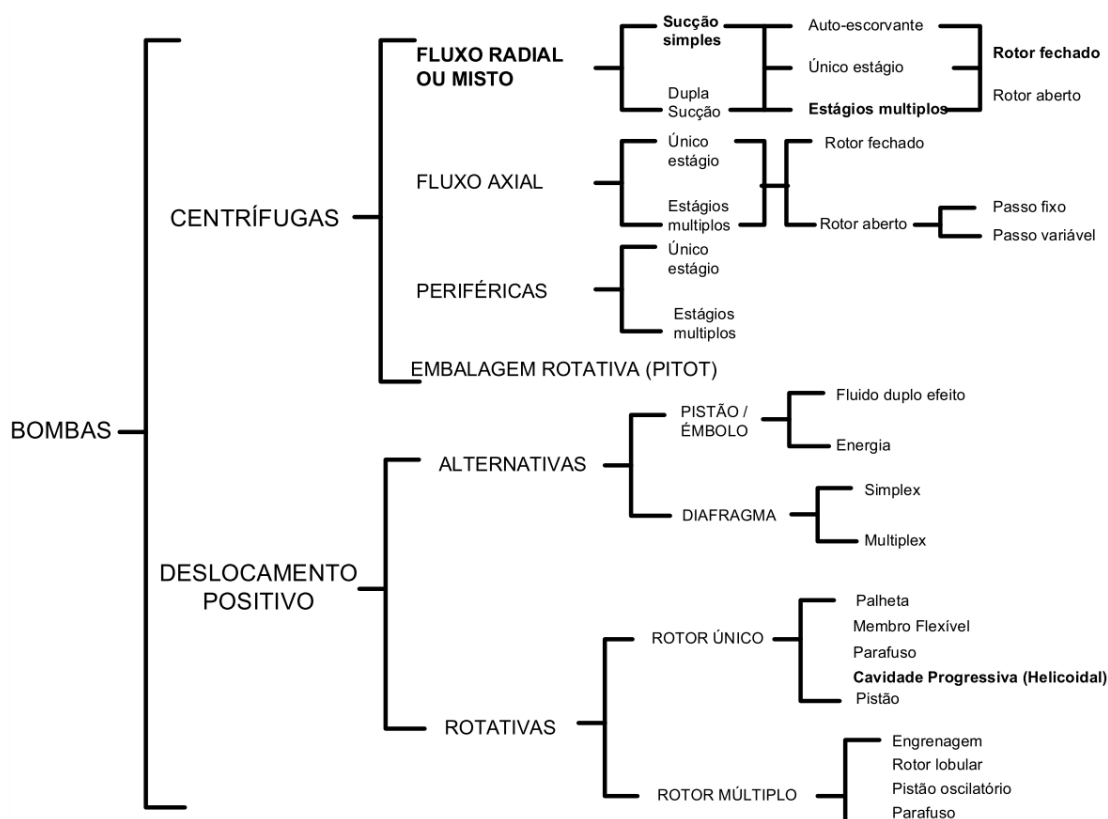


Figura 15 - Classificação geral das bombas
Fonte: MELÉNDEZ, 2009

Bombas centrífugas possuem um rotor dotado de pás que gira transferindo a energia cinética de rotação para a massa de água contida na carcaça, fazendo com que a água seja forçada para fora da bomba devido a energia centrífuga. Em consequência disso é criado um vácuo na entrada e a pressão atmosférica força a entrada de mais água na carcaça. Essas bombas podem possuir vários estágios, os quais são conectados em sequência para obter maior pressão e com isto maior altura monométrica (BRITO, 2006).

Bombas de deslocamento positivo, ou bombas volumétricas, são caracterizadas por bombas na qual o fluido na entrada do sistema tem aproximadamente a mesma direção que no ponto de saída. Existem vários tipos de bombas de deslocamento positivo, sendo as helicoidais e as de diafragma as mais

utilizadas em sistemas fotovoltaicos (BRITO, 2006). Nesse tipo de bomba o líquido sobre uma pressão e por estar confinado no interior da bomba desloca-se para uma posição mais elevada (MELÉNDEZ, 2009).

Para pequenas potências, até 400Wp, as bombas mais utilizadas são as de deslocamento positivo de diafragma ou as centrífugas de mono ou poucos estágios. Para grandes potências são utilizadas bombas centrífugas de multiestágios ou as de deslocamento positivo tipo helicoidais (BRITO, 2006).

No gráfico da Figura 16 é possível visualizar o tipo de bomba mais recomendável em função da altura manométrica e da vazão.

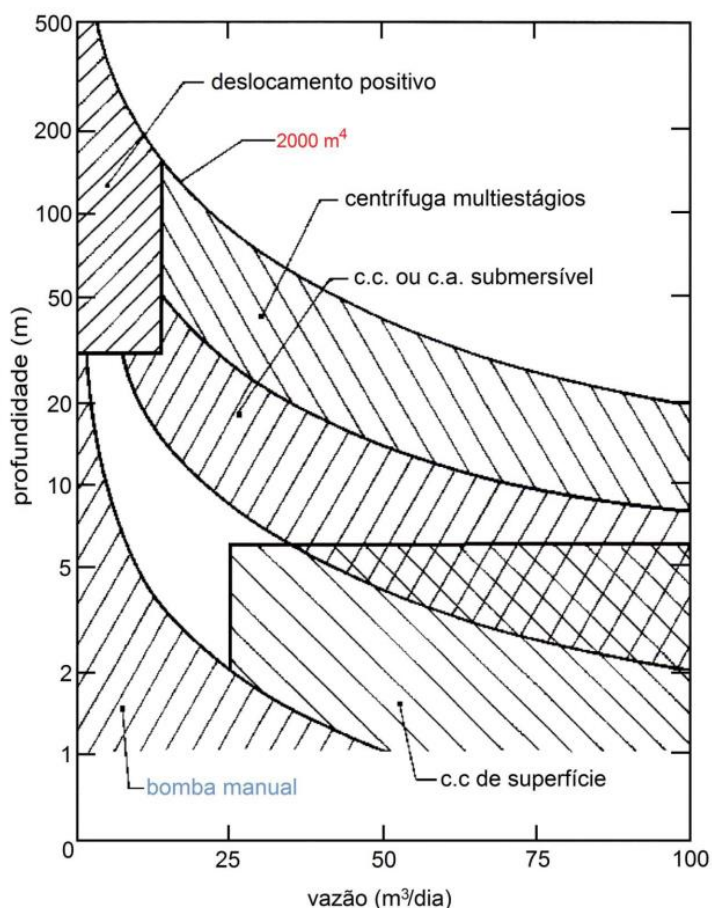


Figura 16 - Tipos de motobombas para SBFVs em função da profundidade e da vazão
Fonte: PINHO, GALDINO, 2014

2.3.5 Equipamentos de condicionamento de potência

Meléndez (2009) classificou os equipamentos de condicionamento de potência, que realizam o acoplamento do painel solar ao conjunto motobomba, nos seguintes grupos:

Acoplamento direto

Neste tipo o motor CC é ligado diretamente ao painel fotovoltaico. Muito utilizado em sistema de baixa potência (50 a 400Wp) devido à simplicidade e economia.

Booster

É um dispositivo eletrônico que armazena a energia dos painéis em um capacitor para alimentar a motobomba no momento da partida. Muitas bombas de deslocamento positivo necessitam, quando operando em baixa tensão, de um pico de corrente durante o arranque para vencer as forças internas de atrito, o problema é agravado quando a partida do motor ocorre em situação de baixa irradiação. O *booster* tem a finalidade de resolver isso.

Conversor CC / CC

São equipamentos que ajustam a tensão de entrada proveniente dos painéis à tensão de saída que produz a maior potência do motor. Entretanto a eficiência do conversor pode cair em casos de baixa irradiância (baixas potências).

Conversor CC / CC com seguidor de ponto de máxima potência

Este conversor se distingue do anterior pelo incremento de um seguidor de máxima potência (MPPT) na entrada. Este seguidor ajusta a entrada ao nível de tensão de melhor rendimento do painel fotovoltaico independente da irradiação.

Inversor CC / CA

São utilizados nos casos em que o motor é alimentado por corrente alternada. Alguns fabricantes já possuem inversores CC/CA e motobombas desenvolvidos especialmente para sistemas fotovoltaicos.

Conversor de frequência CC / CA

É uma configuração alternativa utilizada em alguns países, mas ainda pouco difundida no Brasil, que utiliza inversores de frequência acoplados a motobombas com motores CA assíncronos, ambos de utilização industrial. Essa configuração tem a vantagem da utilização de equipamentos industriais, que por serem produzidos em maior escala são mais fáceis de encontrar e de menor custo. Uma configuração típica pode ser visualizada na Figura 17.

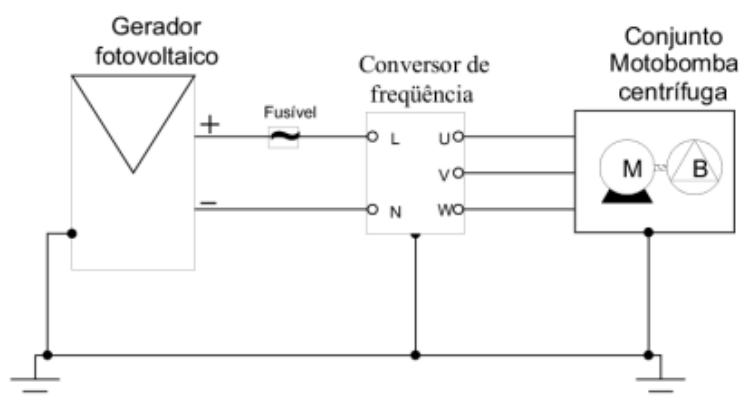


Figura 17 - Configuração de um sistema de bombeamento fotovoltaico utilizando conversor de frequência

Fonte: Meléndez, 2009

2.3.6 Resumo dos sistemas de bombeamento fotovoltaicos

Na Figura 18 é apresentado o diagrama geral de um sistema fotovoltaico de bombeamento de água.

Segundo Meléndez (2009), na prática os sistemas de bombeamento fotovoltaicos podem ser classificados em três categorias, conforme a potência do gerador solar e os quais são resumidos na Tabela 5.

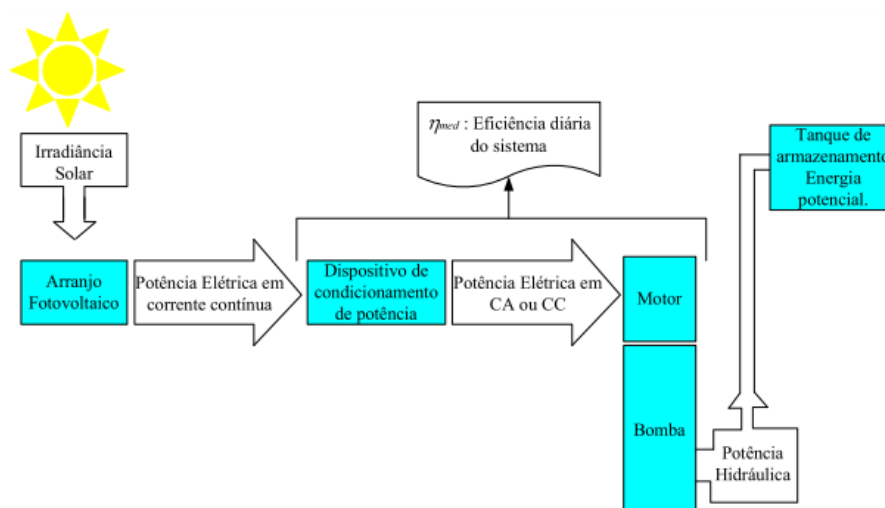


Figura 18 - Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico de bombeamento de água
 Fonte: MELÉNDEZ, 2009

Tabela 5 - Classificação dos sistemas de bombeamento fotovoltaicos conforme a potência do gerador

Potência do gerador solar	Motobomba	Condicionamento de potência	Exemplos	Características
50 até 400Wp	Bomba de deslocamento positivo com diafragma e motor CC e	Acoplamento direto; Conversor CC/CC;	Solarjack SDS Shurflo 9300	Motobombas desenvolvidas especialmente para utilização em sistemas fotovoltaicos
400 até 1.500Wp	Bomba centrífuga submersa multiestágios com motor assíncrono	Inversor de frequência	Grundfoss SAE 400 e SA1500	
	Bomba de deslocamento helicoidal com motor de correntes contínuas sem escovas	Dispositivo de condicionamento de potência externo utilizado na comutação eletrônica do motor, assim como, para a manutenção do ponto de máxima potência.	Monopumps (Austrália) Total Energie (França) Solenersa (Espanha)	

acima de 1.600Wp	Bombas centrífuga multiestágio ou de deslocamento positivo (ambas de utilização industrial) com motores trifásico assíncrono	conversor de frequência	de	Disponibilidade de equipamentos encontrados facilmente no mercado
------------------	--	-------------------------	----	---

Fonte: Adaptado de MELÉNDEZ, 2009

2.3.7 Dimensionamento de sistema fotovoltaico de bombeamento

O método descrito a seguir é baseado no Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (PINHO, GALDINO, 2014).

O primeiro passo no dimensionamento do sistema de bombeamento de água é determinar o consumo diário, equivalente ao que é realizado com o dimensionamento elétrico. Para isto deve-se determinar qual será a utilização da água, consumo humano, irrigação ou consumo animal. Com base na estimativa de consumo dimensiona-se o tamanho do reservatório. Recomenda-se que o reservatório seja capaz de atender a demanda de dois dias de consumo d'água. Na Tabela 6 é possível visualizar a estimativa do consumo de água para diferentes aplicações.

Tabela 6 - Estimativa diária do consumo de água para diversas utilizações

Consumo humano	litros/(pessoa.dia)
Sobrevivência	5
Pequenas propriedades rurais	40 - 70
Grandes centros urbanos	100 - 400
Consumo animal	litros/(cabeça.dia)
Gado (leite)	70
Gado (corte)	40
Ovinos/caprinos	5
Suínos	15
Equinos	40
Frango (corte)	0,15
Cultivo	litros/(ha.dia)
Horta para subsistência	25.000
Banana	46.500
Milho	50.000
Feijão	48.000
Amendoim	47.000
Cebola	45.000
Ervilha verde	68.500
Abacaxi	23.000

Fonte: PINHO, GALDINO, 2014

Determinado o tamanho do reservatório é possível calcular, através da equação (6), a vazão diária necessária para enche-lo, dividindo-se o volume pela quantidade de horas que a bomba funcionará diariamente. A quantidade de horas de funcionamento é igual à quantidade de horas de sol pleno (HSP).

$$Q_m = \frac{\text{Volume}}{\text{HSP}} \quad (6)$$

Onde:

Q_m: Vazão média (L/h)

Volume: Volume do reservatório (Litros)

HSP: Horas de sol pleno (h/dia)

A Figura 19 apresenta um diagrama com as alturas utilizadas neste dimensionamento, sendo definido em seguida os conceitos envolvidos.

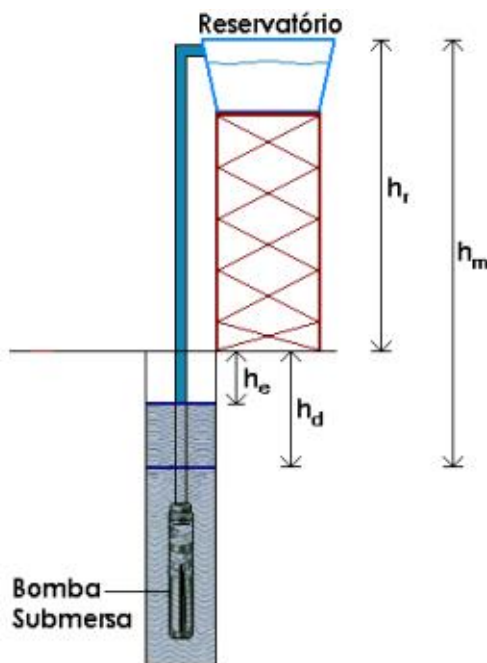


Figura 19- Níveis de interesse em um sistema de bombeamento fotovoltaico
 Fonte: PINHO, GALDINO, 2014

Definição das alturas citadas na Figura 19:

- **Altura estática (h_e):** distância entre o nível do solo e o nível da água em repouso (nível estático);
- **Altura dinâmica (h_d):** distância entre o nível do solo e nível da água durante o bombeamento (nível dinâmico), resultante do rebaixamento do nível de água no poço; o nível dinâmico é proporcional à vazão bombeada, dependendo de fatores como a permeabilidade do solo e diâmetro do poço, e geralmente é medido em testes de vazão na ocasião da perfuração do poço;
- **Altura do reservatório (h_r):** distância entre o nível do solo e o ponto mais alto do reservatório;
- **Altura manométrica (h_m):** soma da altura do reservatório e da altura dinâmica.

A etapa seguinte é a definição da altura manométrica corrigida (h_{mc}), que correspondente a altura que água deverá ser elevada, considerando as perdas na tubulações, dada pela equação (7).

$$h_{mc} = h_m + h_t + h_c \quad (7)$$

Onde:

h_{mc} : altura manométrica corrigida (m)

h_m : soma da altura do reservatório e da altura dinâmica (m)

h_t : perdas de cargas na tubulação (m)

h_c : perdas de cargas nas conexões (m)

As perdas na tubulação e nas conexões produzem a diminuição da energia potencial e da energia cinética, que na prática podem ser traduzidas como uma altura maior a ser alcançada pela água bombeada, o que resulta em um gasto maior de energia. Essas perdas variam em função da vazão média, do material de fabricação, do diâmetro e do comprimento dos tubos e da quantidade de conexões e podem ser calculadas pela equação a seguir:

$$h_t + h_c = (L_{tub} + \sum P_{conexões}) \cdot P_{tub} / 100 \quad (8)$$

Onde:

$h_t + h_c$: perda de carga na tubulação (m)

L_{tub} : comprimento da tubulação (m)

$P_{conexões}$: Somatório das perdas nas conexões e válvulas (m)

P_{tub} : Perda na tubulação em função do diâmetro e da vazão (m)

Na Tabela 7 estão os valores das perdas na tubulação, a cada 100m, em função da vazão média e do diâmetro interno. Na Tabela 8 estão os valores de perdas para as conexões mais usuais em função do diâmetro interno da tubulação. Esses valores são obtidos a partir de tabelas fornecidas pelos fabricantes de tubulações e conexões.

Tabela 7 - Perda de carga em tubulações de PVC

Perdas de Carga (perda equivalente em metros de altura manométrica para cada 100 m de tubulação)							
Vazão (L/h)	Diâmetro interno da tubulação (mm)						
	19	26	32	38	50	63	75
500	1,15						
1.000	4,65	1,15	0,23				
2.000	22,40	5,30	1,43	0,55			
3.000		9,90	2,50	1,00	0,50	0,18	
4.000		16,25	4,55	2,00	0,83	0,38	0,14
5.000			6,45	2,60	1,15	0,48	0,17
6.000			9,25	4,30	1,55	0,58	0,20
7.000			12,85	5,45	2,00	0,68	0,25
8.000			16,60	7,50	2,50	0,90	0,30
9.000				9,45	3,05	1,13	0,40
10.000				12,50	4,25	1,40	0,58
12.000				15,45	5,45	1,90	0,75
15.000				23,50	8,10	3,00	1,18

Fonte: PINHO, GALDINO, 2014

Tabela 8 - Perdas de carga em conexões de PVC

Perdas de Carga (m) por tipo de conexão – Equivalência em metros lineares de tubulação de mesmo diâmetro interno			
Conexão	Diâmetro interno da tubulação (mm)		
	32	50	63
Joelho 45°	0,274	0,457	0,610
Joelho 90°	0,457	0,762	1,067
T	0,762	1,067	1,524
Válvula Globo	7,620	13,716	16,764
Válvula Gaveta	0,183	0,305	0,396
Válvula de Retenção	0,914	1,524	2,134

Fonte: PINHO, GALDINO, 2014

Calculada a vazão média e a altura manométrica corrigida é possível calcular a energia hidráulica (E_H) necessária para o bombeamento, que é obtida através da equação (9).

$$Eh = \rho \cdot g \cdot h_{mc} \cdot V \quad (9)$$

Onde:

E_h : Energia hidráulica (Wh);

g : aceleração da gravidade (9,81 m/s²);

ρ : massa específica da água (1.000 kg/m³);

h_{mc} : altura manométrica corrigida (m)

V : volume diário (m³);

A energia elétrica diária é calculada a partir da equação (10) e a potência do gerador solar pela equação (11):

$$E_{EL} = \frac{E_H}{\eta_{mb}} \quad (10)$$

Onde:

E_{EL} : Energia elétrica (Wh/dia)

E_H : Energia hidráulica (Wh/dia)

η_{mb} : rendimento do conjunto motobomba

$$P_{FV} = 1,25 \cdot \frac{E_{EL}}{HSP} \quad (11)$$

Onde:

1,25: fator que representa as perdas existentes entre o gerador FV e o conjunto motobomba

P_{fv} : Potência do gerador (Wp)

E_{EL} : Energia elétrica (Wh/dia)

HSP: Horas de Sol Pleno (h/dia)

Realizado os cálculos e definidos os requisitos do sistema de bombeamento, o próximo passo é a escolha dos equipamentos. Um exemplo completo do dimensionamento e escolha dos equipamentos é apresentado no item 3.3.

2.4 GERAÇÃO HIDRÁULICA

Centrais hidrelétricas são construções que transformam a energia hidráulica (energia de pressão e energia cinética) dos rios ou reservatórios em energia elétrica, utilizando um conjunto turbina e gerador, conhecido como grupo-gerador. As turbinas convertem a energia hidráulica em torque e velocidade de rotação que aplicados ao eixo do gerador produz a energia elétrica (OLIVEIRA, 2008).

Na Figura 20 pode ser visualizado um esquema simplificado do grupo gerador.

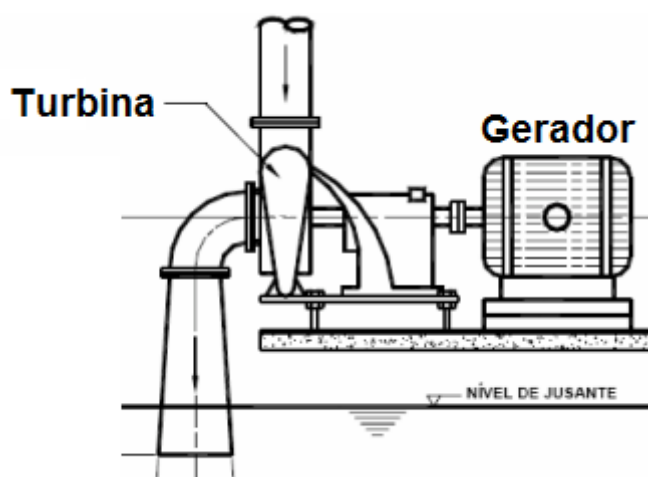


Figura 20 - Conjunto turbina gerador

Fonte: (OLIVEIRA, 2008) (Adaptado)

2.4.1 Principais modelos de turbinas e critérios de escolha

Por ser o elemento que converte a energia cinética da água em energia mecânica, a escolha da turbina deve ser realizada conforme o desempenho de cada modelo em função da altura de queda, da vazão e da potência gerada. No gráfico da Figura 21 é possível verificar qual faixa de potência, vazão e queda cada modelo de turbina atende. Observa-se que as regiões de atuações se sobrepõem, por isto após escolhido os modelos que atendem aos critérios de queda, vazão e potência, critérios adicionais de seleção devem ser empregados, como o custo do gerador elétrico, os

custos de produção e manutenção da turbina, o custo da construção civil, o rendimento, entre outros (HENN, 2006).

A partir dos estudos de Sosnoski (2015) e Moraes (2011) foi possível elaborar a Tabela 9 com as características principais das turbinas mais comuns.

Tabela 9 - Características principais das turbinas hidráulicas

Turbina	Características	Imagem
Pelton	Turbina de ação Para grandes alturas (250 a 1800m) Construção simples	Figura 22
Francis	Turbina de reação Para alturas intermediárias (10 a 500m) Podem atingir eficiência de até 94% É a turbina mais utilizada no Brasil	Figura 23
Kaplan	Turbina de reação Para baixas alturas (10 a 60m) Grandes volumes de água Vazões constantes	Figura 24
Michel-Banki (também conhecida como fluxo cruzado ou Ossberger)	Turbina de ação Para pequenas alturas Construção simples Adapta-se bem a variações de vazão Velocidade de rotação baixa	Figura 25

Fonte: Adaptado de SOSNOSKI, 2015 e MORAIS, 2011

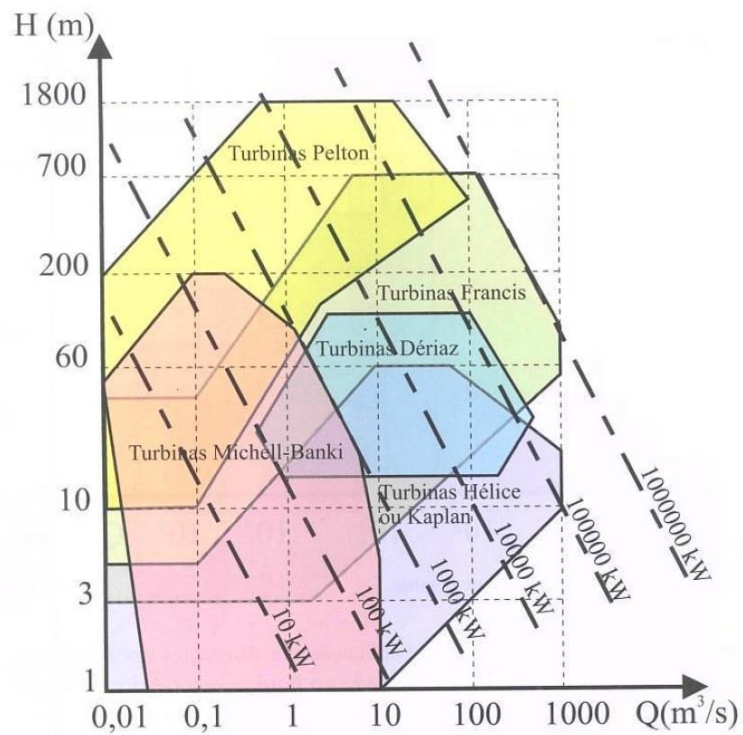


Figura 21 - Campo de aplicação das turbinas hidráulicas

Fonte: (HENN, 2006)



Figura 22 - Turbina Pelton (roda d'água)

Fonte: <http://www.autogreen.ro/energie/turbina-pelton/>, acessado em 19/07/2018

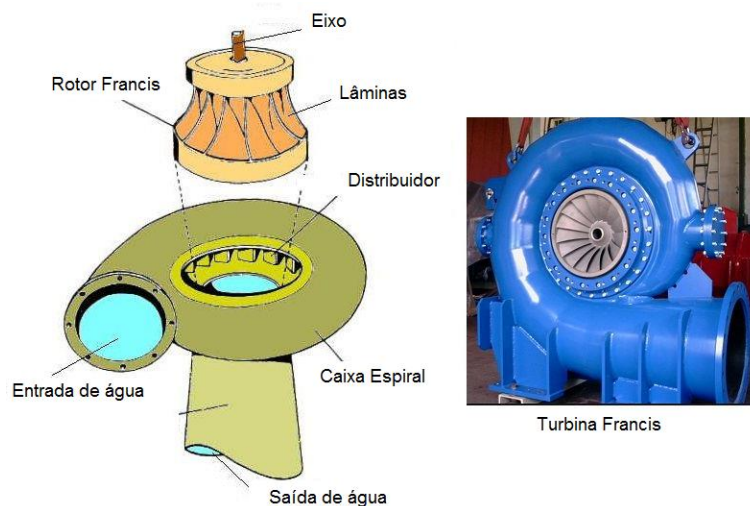


Figura 23 - Turbina Francis

Fonte: <http://www.areatecnologia.com/mecanismos/turbinas-hidraulicas.html>, acessado em 19/07/2018



Figura 24 - Turbina Kaplan

Fonte: <http://voith.com/br/produtos-e-servicos/energia-hidreletrica/turbinas/turbinas-kaplan-560.html>, acessado em 19/07/2018

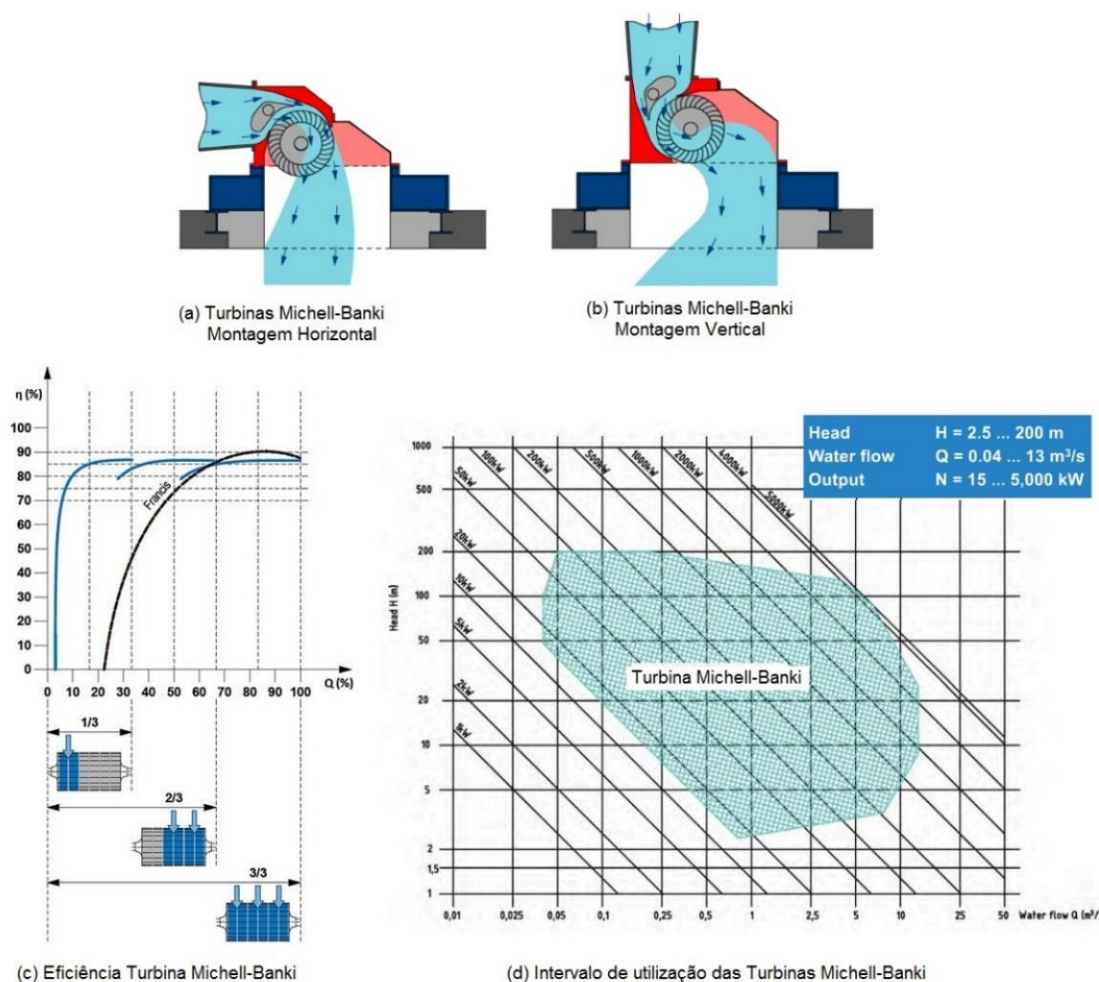


Figura 25 - Turbina Michell-Banki, fluxo cruzado ou Ossberger
 Fonte: <http://osstec.wixsite.com/osstec/products>, acessando em 2018/07/18

2.4.2 Bombas funcionando como turbinas (BFT)

Uma opção a utilização das turbinas citadas acima, em microgeração hidráulica, é a instalação de uma bomba de modo inverso, fazendo com que ela se comporte como turbina. Essas instalações permitem a geração de potências de 1 a 500kW e tem como vantagem os baixos custos de implantação, manutenção e reposição de peças, devido ao fato de as bombas serem fabricadas em maior escala (SOSNOSKI, 2015).

Como desvantagens possui rendimento um pouco inferior se comparado com turbinas convencionais, não possui dispositivo de controle hidráulico incorporado e

não permite variações de carga como uma turbina convencional (LOPES; MARTINEZ, 2006).

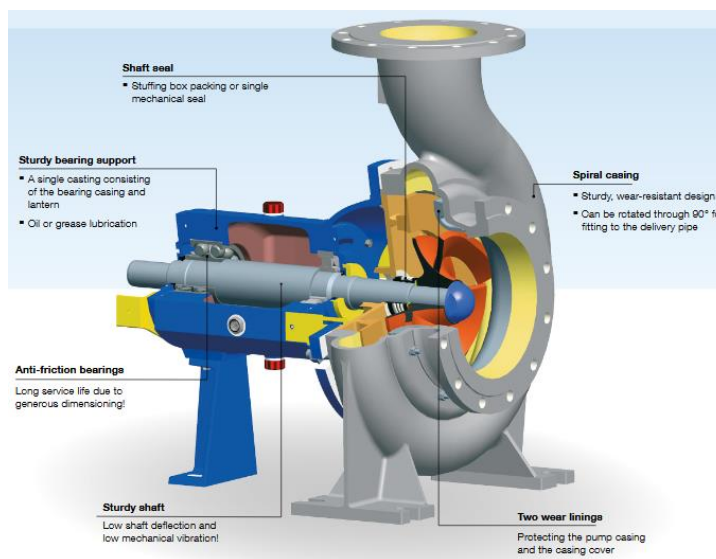


Figura 26 - Bomba funcionando como turbina (BFT)

Fonte: (ANDRITZ, 2018)

2.4.3 Gerador elétrico

Gerador elétrico é o equipamento que converterá a energia mecânica do eixo da turbina em energia elétrica. Denomina-se alternador o gerador de corrente alternada e dínamo o gerador de corrente contínua.

A seguir é apresentada uma breve descrição dos geradores mais utilizados.

Motores de indução

Existem dois tipos de motores de indução que podem ser empregados como geradores, os com rotor tipo gaiola de esquilo e os com rotor bobinado, escovas e anéis. Entretanto o segundo tipo não é recomendado devido à necessidade maior de manutenção nas escovas e anéis (MEDEIROS, 2004).

A utilização de motores de indução em gaiola de esquilo, Figura 27, como gerador apresenta a vantagem do baixo custo de aquisição, da simplicidade e robustez do motor, do domínio da tecnologia, simplificando assim a manutenção, e da baixa frequência de manutenções quando comparado ao gerador síncrono. Como

desvantagem tem-se a necessidade de banco de capacitores para gerar a auto excitação e prover a energia reativa necessária para magnetização do gerador e das cargas indutivas, a oscilação da tensão e frequência devido a variações na carga e não serem recomendados em turbinas de baixa rotação (MEDEIROS, 2004).

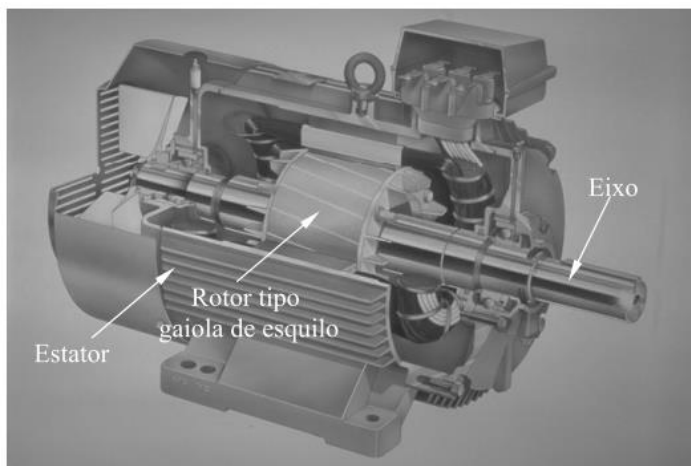


Figura 27 - Motor de indução com rotor tipo gaiola de esquilo
Fonte: (MEDEIROS, 2004)

Geradores Síncronos

É o gerador mais utilizado, seu rotor é magnetizado por uma fonte CC, porém possuem custos de instalação e manutenções maiores que os geradores de indução. Como vantagem a tensão e a frequência gerada são mais estáveis (LIMA, 2002).

Geradores de Corrente Contínua (CC)

Geradores CC são facilmente controlados e flexíveis, mas o desgaste das escovas e o faiscamento aumentam a necessidade de manutenção. Os geradores CC necessitam de excitação que pode ser realizada de diversas maneiras, excitação em série, em derivação, composta ou independente ou composta por ímãs. Cada maneira tem suas vantagens e desvantagens (IORRA, 2013).

A escolha do gerador CC e do modo de excitação está relacionado com a facilidade de se encontrar fornecedores, para assim se ter um equipamento de menor custo.

2.4.4 Eficiência do grupo-gerador utilizando bombas como turbina

A eficiência do grupo-gerador é definida como a relação entre a potência elétrica gerada pela máquina de indução pela potência hidráulica. A característica da eficiência é a que a mesma atinge os valores máximo nos valores nominais de vazão e velocidade (OLIVEIRA, 2014).

Em ensaios realizados por Medeiros (2004) em uma BFT operando com motor de indução foram obtidos, no melhor caso, rendimentos de 53%, para potências elétricas da ordem de 1,7kW, com vazões de 0,0273m³/s e alturas de 12 metros.

Nos ensaios citados acima, o rendimento isolado da BFT, no ponto de melhor operação, foi de 76%, esse rendimento é um pouco menor que a de outros modelos de turbinas, como pode ser comparado com o gráfico da Figura 28. O rendimento do motor de indução utilizado foi de 70%.

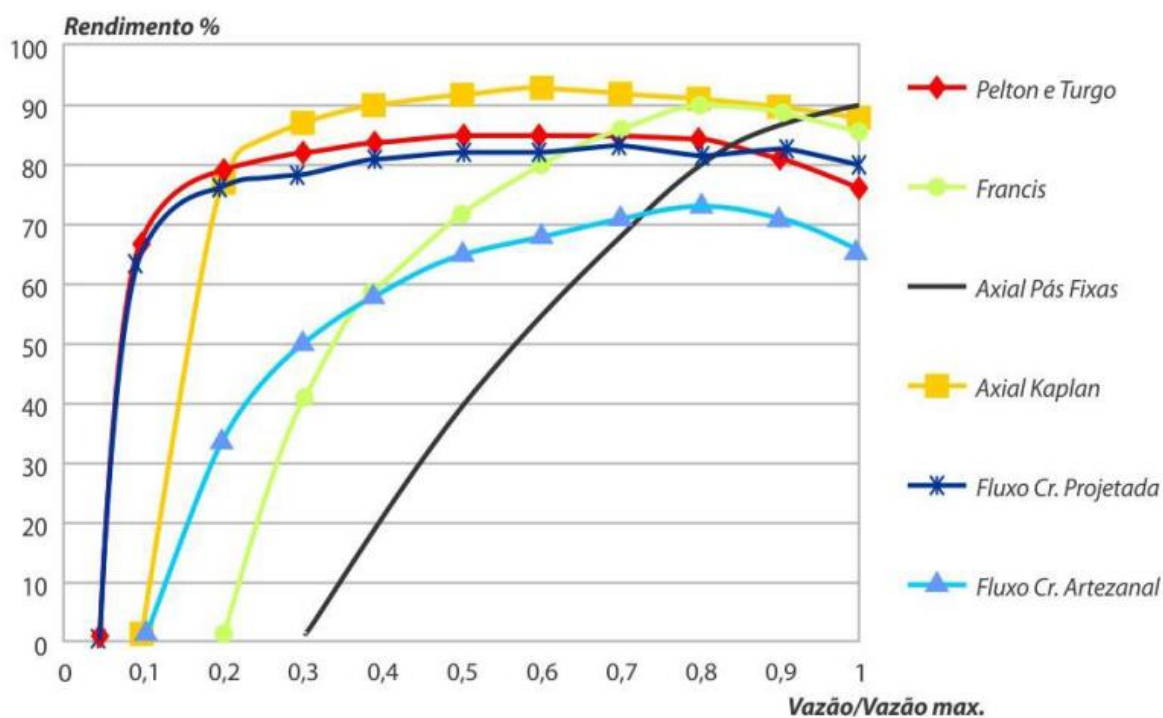


Figura 28 - Curvas de rendimento de turbinas mantidas a vazão constante

Fonte: (SOSNOSKI, 2015)

3 PROJETOS

Neste capítulo foram elaborados os projetos do sistema fotovoltaico isolado, do sistema de bombeamento, do sistema de microgeração hidráulica e por último o projeto do sistema de geração fotovoltaico com armazenamento hidráulico.

3.1 RESIDÊNCIA PADRÃO – DEFINIÇÃO DAS CARGAS

O primeiro passo para elaboração dos projetos deste estudo foi definir a carga que será atendida e servirá como base das simulações. Foi definido uma residência composta por sala, cozinha, um banheiro, três quartos, uma área de serviço e uma varanda, com cargas elétricas típicas para gerar o mínimo de conforto a uma família de quatro pessoas. Considerou-se que o aquecimento de água e os processos de preparação de alimentos não utilizarão energia elétrica, ou seja, deverão utilizar outras fontes de energia, como por exemplo a queima de lenha, gás de cozinha ou sistema de aquecimento solar para a água do banho.

Para essa residência foram previstas sete lâmpadas led de 8W, uma por cômodo, um refrigerador de 300 litros, um televisor de *led* de 32", um receptor via satélite para a TV, uma bomba centrífuga para bombear a água de consumo até a caixa d'água e uma reserva técnica de 300W para eletrodomésticos. A potência, o tempo de utilização e a energia consumida por cada equipamento podem ser visualizados no quadro de cargas da Tabela 10.

Tabela 10 - Quadro de cargas da residência padrão

Descrição da carga	Quant.	Tensão (Vca)	Potência individual (kW)	Potência total (kW)	Horas de uso Diário (h)	Consumo diário (kWh)
Iluminação	7	220	0,008	0,056	6	0,336
TV Led 32"	1	220	0,039	0,039	4	0,156
Receptor de TV via satélite	1	220	0,006	0,006	4	0,024
Eletrodomésticos	1	220	0,300	0,300	1	0,300
Bomba centrífuga 1/3 cv	1	220	0,405	0,405	1	0,405
Refrigerador 300L	1	220	-	-	-	1,200

Consumo Médio Diário (kWh)	2,421
Consumo Médio Mensal (kWh)	72,62

Fonte: Autor

As potências e consumos indicados foram obtidas a partir das tabelas dos equipamentos, que estão disponíveis no *site* do PROCEL (2018).

Na Tabela 11 e na Tabela 12, foram estimados os horários de funcionamento de cada equipamento, para determinar, respectivamente a potência e a energia consumida em cada período do dia. Os horários de utilização são apenas estimativas, tendo em vista que nada, além da utilização consciente, impede o morador de ligar os equipamentos quando bem entender. A exceção é a bomba centrífuga, pois como a água acumulada na caixa é suficiente para atender às necessidades dos moradores por dois dias, não faz sentido utilizar a energia acumulada em baterias para ligá-la. Normalmente em sistemas fotovoltaicos isolados recomenda-se que a bomba d'água funcione apenas durante o dia.

É importante destacar que o consumo do refrigerador não pode ser calculado multiplicando-se o tempo que o mesmo fica ligado pela potência do motor, pois o refrigerador fica conectado na tomada 24 horas por dia, mas o motor liga conforme a temperatura interna sobe acima do ajustado, o que depende da temperatura dos alimentos quando são guardados, da temperatura externa, de quantas vezes a porta é aberta, do tempo que a porta permanece aberta e da isolação térmica do gabinete e da porta. Como na prática essas variáveis são difíceis de prever ou mensurar, o consumo do refrigerador deve ser obtido no manual do equipamento. No caso deste estudo foi obtido o consumo mensal, o qual foi dividido por 30 para obter o valor inserido na Tabela 10.

Na Tabela 12 o consumo em cada período para a geladeira foi obtido dividido o consumo diário por 24 horas e multiplicado pelo tempo em cada coluna. Para os demais equipamentos o consumo em cada período é proporcional ao tempo que o mesmo ficará ligado e nem sempre corresponde ao número de horas do período.

Tabela 11 - Curva de potência estimado da residência

Descrição da carga	07:00 - 18:00 11 horas (kW)	18:00 - 24:00 6 horas (kW)	24:00 - 5:00 5 horas (kW)	5:00 - 07:00 2 horas (kW)
Iluminação	0	0,056	0,008	0,024

TV Led 32"	0,039	0,039	0	0
Receptor de TV via satélite	0,006	0,006	0	0
Eletrodomésticos	0,300	0,300	0	0,300
Bomba centrifuga 1/3 cv	0,405	0	0	0
Refrigerador 300L	0,350	0,350	0,350	0,350
Potência Instantânea (kW)	1,100	0,751	0,358	0,674

Fonte: Autor

Tabela 12 - Curva de consumo estimado da residência

Descrição da carga	07:00 - 18:00 11 horas (kWh)	18:00 - 24:00 6 horas (kWh)	24:00 - 5:00 5 horas (kWh)	5:00 - 07:00 2 horas (kWh)
Iluminação	0	0,336	0	0,024
TV Led 32"	0	0,156	0	0
Receptor de TV via satélite	0	0,024	0	0
Eletrodomésticos	0,075	0,150	0	0,075
Bomba centrifuga 1/3 cv	0,405	0	0	0
Refrigerador 300L	0,550	0,300	0,250	0,100
Consumo kWh	1,030	0,966	0,250	0,199

Fonte: Autor

3.2 SISTEMA FOLTOVOLTAICO ISOLADO (SFI) - DIMENSIONAMENTO

Definido a carga e estimando seu comportamento de utilização no que se refere ao consumo e a potência instantânea, os próximos passos para dimensionar o SFI foram a avaliação no local da instalação dos níveis de irradiação solar, o cálculo da potência de pico a ser gerada pelos painéis, o dimensionamento e escolha do banco de baterias, a escolha do controlador de cargas e do inversor e por último o dimensionamento dos cabos que serão utilizados para interligar os diversos equipamentos.

3.2.1 Determinação da Irradiação Solar em Barra do Superagui

Definido a localidade de instalação do SFI e definido a carga a ser atendida, o próximo passo foi determinar a irradiação, para possibilitar o dimensionamento dos painéis solares e demais equipamentos do sistema. Para tanto foi utilizado a base de dados do Atlas Solar Brasileiro, 2^o Edição e o método do mês crítico, descrito no item 2.1.6.

Realizando uma busca na base de dados de irradiação global horizontal do Atlas para as coordenadas da Barra do Superagui (Longitude Oeste -48.242676 e Latitude Sul -25.460928) observou-se que não existe esse ponto na base de dados. Portanto utilizou-se o ponto mais próximo, cujos valores são mostrados na Tabela 13.

Tabela 13 - Médias Mensais da Irradiação Global Horizontal em Barra do Superagui

Média Anual (Wh/m ²)	Médias Mensais da Irradiação Global Horizontal (Wh/m ²)											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
4048	5576	5398	4507	3751	3011	2539	2538	3222	3418	3975	5043	5604
Coordenadas: -48,2490 Oeste, -25,5005 Sul												
Distância do local de instalação do SFI: 4,0 km												

Fonte: PEREIRA *et al.*, 2017 (Adaptado)

Com os valores de irradiação foi criado uma estação no programa Radiasol (Figura 29), para realizar as simulações do ângulo de inclinação de instalação do painel fotovoltaico.

Figura 29 - Estação BARRA DO SUPERAGUI criada no Radiasol a partir dos dados do Atlas Solar Brasileiro, 2ª Edição
Fonte: Radiasol

Na Tabela 14 é demonstrado o resultado das simulações, sendo que os valores em amarelo destacam os três meses de pior irradiação e os valores em verde destacam entre os piores meses o ângulo de inclinação que possibilitará a maior geração nesses meses.

Tabela 14 - Valores obtidos na simulação do ângulo de inclinação dos painéis fotovoltaicos

Inclinação	Médias Mensais da Irradiação Global (Wh/m ²)											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
25°	5406	5380	4690	4084	3406	2702	2858	3532	3572	4032	4952	5398
30°	5302	5304	4660	4098	3444	2730	2884	3556	3558	3994	4870	5284
35°	5168	5202	4612	4094	3462	2746	2898	3556	3532	3938	4770	5146
40°	5018	5076	4542	4068	3466	2748	2898	3546	3490	3866	4648	4988
45°	4844	4928	4456	4024	3454	2738	2890	3518	3436	3786	4508	4812

Fonte: Radiasol

Portanto, para dimensionamento do SFI através do método do mês crítico a inclinação dos painéis deverá ser de 40° e a irradiação base para os cálculos deverá ser de 2748Wh/m².

3.2.2 Dimensionamento dos Painéis Solares

Para dimensionamento dos painéis solares foi utilizada a equação (12):

$$P_{FV} = \frac{(E / H_{TOT})}{R} \cdot F_{CARREG} \quad (12)$$

Onde:

E =	2,421 kWh/dia	(Energia demandada pelas cargas diariamente - Tabela 10)
H _{TOT} =	2,748 kWh/m ² /dia	(Irradiação solar incidente no plano do painel FV)
F _{CARREG} =	1,1	(Fator de carregamento diário das baterias)
R =	0,7	(Rendimento do conjunto de aparelhos e componentes do sistema)
P _{FV} =	1,387 kWp	(Potência de pico necessária para atender à energia demandada diariamente)

Aplicando-se os valores na equação (12) obtém-se que para atender a demanda média diária, com uma irradiação de 2,426 kWh/m²/dia, são necessários painéis fotovoltaicos capazes de fornecer 1,387 kWp. O fator de segurança em 1,1 garante que, havendo irradiação, as baterias sempre serão carregadas. O rendimento em 0,7 expressa as perdas do sistema referentes a fiação, controlador, diodos, um eventual acúmulo de sujeira na superfície ao longo do tempo de uso; degradação física permanente ao longo do tempo; tolerância de fabricação para menos, em relação ao valor nominal; perdas devido à temperatura etc (PINHO, GALDINO, 2014).

3.2.3 Dimensionamento do Banco de Baterias

Para dimensionamento do banco de baterias foi necessário definir algumas variáveis do sistema a ser instalado, quais são relacionadas a seguir:

Tensão do barramento CC	24 Vcc
Autonomia desejada	2 dias
Máxima profundidade de descarga	50 %
Máxima profundidade de descarga diária	20 %

Fator de segurança 10 %

A tensão no barramento CC está relacionada com as entradas de tensões disponíveis nos controladores de carga e nos inversores, normalmente 12V, 36V ou 48V, e com a potência total do sistema, quanto maior a potência, recomenda-se maior tensão, para diminuir as perdas por aquecimento nos cabos e conexões. Para este caso optou-se por 24Vcc para facilitar a comparação com o banco de baterias que será redimensionado quando for acoplada a geração hidráulica, pois a mesma irá gerar em 24Vcc. Entretanto, devido a demanda ser de 1,1kW o mais indicado seria operar em 48Vcc, pois assim diminui-se a corrente possibilitando a utilização de cabos mais finos.

A autonomia foi estimada em 2 dias, que é o mínimo recomendado, para suprir a demanda de energia em caso da falta de irradiação solar provocada por dias nublados ou chuvosos.

A profundidade de descarga de 50% expressa o máximo que o banco de bateria poderia descarregar esporadicamente. Já a profundidade de descarga diária expressa o quanto o banco pode descarregar diariamente. A escolha destes dois fatores implica diretamente na capacidade e na vida útil do banco de baterias.

Determinado as variáveis iniciais, passa-se ao dimensionamento do banco de baterias, utilizando-se o método descrito abaixo, que foi adaptado da ABNT NBR 14298:1999, Sistemas fotovoltaicos - Banco de baterias – Dimensionamento. Aqui cabe uma observação, embora essa norma tenha sido cancelada em novembro de 2012, ainda não foi publicada uma substituta, por isto continua sendo utilizada.

Método simplificado para dimensionamento do banco de baterias:

1º) Determinar, conforme equação (13), o consumo em Ah/dia

$$\text{Consumo diário} = \frac{\text{Energia demandada pelas cargas}}{\text{Tensão no barramento}} \quad (13)$$

$$\text{Consumo diário} = \frac{2.421\text{Wh/dia}}{24\text{Vcc}} = 100,9\text{Ah/dia}$$

2º) Ajustar, conforme equação (14), a capacidade do banco em função da autonomia desejada.

Capacidade preliminar não ajustada (C_{pna}) = Consumo diário x Dias de Autonomia
(14)

$$C_{pna} = 100,9Ah/dia \times 2dias = 201,8 Ah$$

3º) Ajustar, conforme equação (15), a capacidade do banco em função da máxima profundidade de descarga.

$$Cap. em função da máxima descarga (C_{max}) = $\frac{C_{pna}}{Profundidade Máxima}$ (15)$$

$$C_{max} = \frac{201,8 Ah}{0,50} = 403,6Ah$$

4º) Ajustar, conforme equação (16), a capacidade do banco em função da máxima profundidade de descarga diária.

$$Cap. em função da descarga diária (C_d) = $\frac{C_{pna}}{Profundidade Diária}$ (16)$$

$$C_d = \frac{100,9Ah}{0,20} = 504,5 Ah$$

5º) Escolher a maior capacidade entre as obtidas no 3º e 4º passo e acrescentar um fator de segurança de 10%, equação (17).

$$Cap. em função do fator de segurança = (Maior entre C_{max} e C_d) x 1,1 (17)$$

Cap. em função do fator de segurança = 504,5Ah x 1,1 = 555,0Ah

Portanto, conforme calculado no 5º passo, o banco de baterias para suprir uma demanda de 2,421 kWh/dia, por até dois dias sem irradiação solar, deverá ter uma capacidade mínima de 555Ah em 24Vcc.

Após dimensionado através do método acima a capacidade mínima do banco de baterias, escolhe-se entre as disponíveis comercialmente a bateria de chumbo-ácido estacionária que atenda ao requisito, considerando-se que quanto maior a capacidade individual de cada bateria, menor a quantidade de baterias, e com isso menores as perdas nas conexões. Optou-se por uma bateria de 80Ah/12V, pois no conjunto do banco é a que mais se aproxima da capacidade total calculada. O arranjo do banco será formado por duas baterias em série, para obter a tensão de 24Vcc, e sete conjuntos em paralelo. Nesta configuração a capacidade final do banco de baterias ficou em de 560Ah/24Vcc, conforme visualizado na Tabela 15.

Tabela 15 - Banco de baterias, modelo e características

Bateria Escolhida:	
Bateria Estacionária Heliar Freedom DF1500 (93Ah / 80Ah)	
Características da bateria:	
Capacidade C20	80 Ah
Modelo Chumbo-ácido estacionária	
Arranjo do banco de baterias:	
Série	2 baterias
Paralelo	7 conjuntos
Quantidade	14 baterias
Tensão do banco	24 Vcc
Capacidade do banco	560 Ah em 24Vcc

Fonte: Autor

3.2.4 Escolha dos Equipamentos

Concluído o dimensionamento do banco de baterias o passo seguinte é a escolha, no mercado nacional, dos equipamentos que podem atender aos requisitos

calculados. Na Figura 30 tem-se o diagrama do SFI e nos parágrafos seguintes os critérios de escolha de cada equipamento.

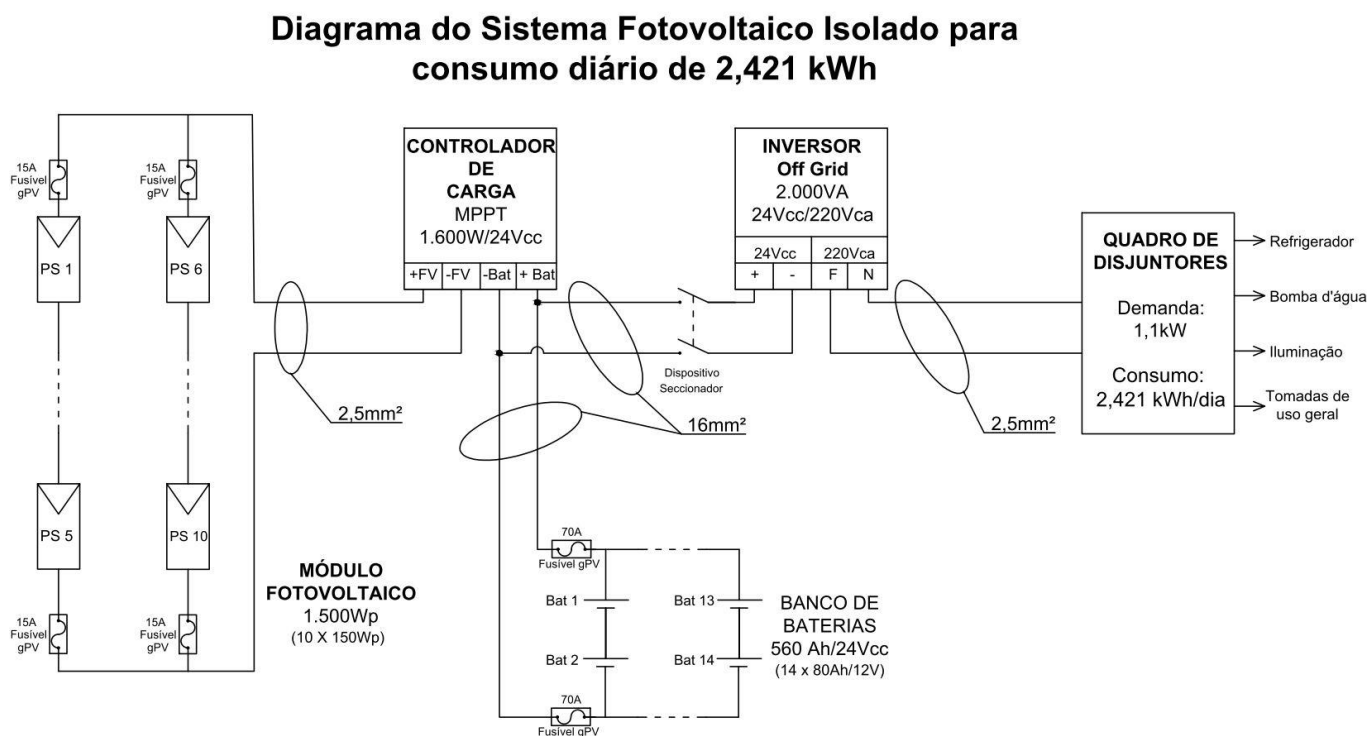


Figura 30 - SFI para consumo diário de 2,421kWh
Fonte: Autor

Painel Fotovoltaico

Para a geração fotovoltaico foi escolhido um módulo de silício policristalino com capacidade de gerar 150Wp. A tecnologia de silício policristalino foi escolhida porque no local a área necessária para instalação não é um fator crítico, quando isso ocorre é possível optar por um módulo de eficiência e preço menor que um de eficiência e preço mais elevado. A ligação em série e paralelo dos módulos forma o painel fotovoltaico, cuja as características podem ser visualizadas na Tabela 16.

Tabela 16 - Painel Fotovoltaico, modelo e características

Módulo escolhido		Arranjo do painel	
Módulo Solar Fotovoltaico 150Wp - Yingli Solar YL150P-17b (policristalino)			
Características do módulo		Arranjo do painel	
Potência máx. STC	0,15 kWp	Série	5 módulos

Vmp	18,5 Vcc	Paralelo	2 conjuntos
Voc	22,9 Vcc		
Isc	8,61 A	Painel	
Imp	8,12 A	Quantidade	10 módulos
Altura	1470 mm	Capacidade do painel	1,5 kWp
Largura	680 mm	Vmáx	114,5 V
Espessura	24,5 mm	Imáx	17,2 A
Peso	10,8 kg	Área dos painéis	10 m ²
		Peso total s/ estrut.	108 kg

Fonte: Adaptado de YINGLI, 2018

Conhecendo a área dos painéis é possível através da equação (18) calcular a eficiência do painel por área, que neste caso ficou em 15%.

$$Eff = \frac{\text{Capacidade do painel}}{\text{Área dos painéis}} \times 100\% \quad (18)$$

$$Eff = \frac{1,5 \text{ kWp}}{10 \text{ m}^2} \times 100\% = 15\%$$

Escolhido e configurado o arranjo de montagem dos módulos, o próximo equipamento a ser escolhido é o controlador de cargas.

Controlador de Cargas

Conforme mencionado no item 2.1.3, entre os equipamentos recomendados para SFI, existem duas tecnologias de controlador de cargas e neste caso a opção foi pelo controlador com MTTP, que apesar de ter um custo mais elevado possui uma eficiência melhor.

O segundo critério é de que o controlador deve ser compatível com o tipo de bateria utilizada, que neste caso é de chumbo-ácido.

Os demais critérios estão relacionados com a corrente, tensão e potência máxima que o controlador pode suportar. A corrente máxima do controlador deve ser 25% maior que a corrente máxima do painel fotovoltaico (a corrente máxima do painel é igual a corrente máxima de cada módulo vezes a quantidade de arranjos em paralelo que formam o painel), a tensão máxima do controlador deve ser maior que a tensão máxima do painel (igual a tensão em circuito aberto do módulo vezes a quantidade de módulos em série) e a potência máxima do controlador deve ser maior que a potência

de pico do painel. Esses parâmetros de escolha estão demonstrados na Tabela 17 e as características do controlador escolhido são apresentadas na Tabela 18.

Tabela 17 – Critérios elétricos para escolha do controlador de cargas

Parâmetro	Painel Solar	Critério de escolha
Corrente máxima (A)	16,24	Maior ou igual a 20,30A (25% maior que 16,24A)
Tensão máxima (V)	114,5	Maior ou igual
Potência máxima (W)	1500	Maior ou igual
Os três critérios devem ser atendidos simultaneamente		

Fonte: Autor

Tabela 18 - Controlador de carga, modelo e características

Modelo Escolhido:	
Controlador de Carga MPPT Epever eTracer-6415BND 60A 12/24/36/48V	
Características	
Tensão de operação:	12, 24, 36 ou 48Vcc
Corrente nominal de carga:	60A
Corrente nominal de descarga:	60A
Máxima tensão das baterias:	68V
Mínima tensão das baterias:	8V
Máxima tensão dos painéis fotovoltaicos em circuito aberto:	150Vcc
Máxima potência dos painéis fotovoltaicos:	800W (12Vcc), 1600W (24Vcc), 2400W (36Vcc) ou 3200W (48Vcc)
Autoconsumo:	1,4W ~ 2,6W
Temperatura de trabalho:	-25°C a +55°C
Proteção IP20	
Proteção contra curto-circuito	
Proteção contra sobrecarga	
Proteção de polaridade invertida	
Alarme e proteção contra sobre carga	

Fonte: Adaptado de EPEVER, 2018

Inversor

O último equipamento a ser escolhido foi o inversor, este deverá ser um inversor específico para SFI, com saída senoidal, pois alimentará cargas com motor (geladeira e bomba d'água), tensão de entrada de 24Vcc, a mesma do banco de baterias, e potência superior à maior demanda instantânea, prevista na Tabela 11.

As características do inversor são apresentadas na Tabela 19.

Tabela 19 - Inversor, modelo e características

Inversor Off-Grid Senoidal		
Modelo Escolhido:		
Inversor Senoidal Epsolar SHI2000-22 - 2000VA / 24Vcc / 220Vca		
Tipo de Onda Inversor Off-Grid	Senoidal pura	
Voltagem de Entrada Inversor Off-Grid (Vcc)	24	Vcc
Voltagem de Saída Inversor Off-Grid (Vca)	220	Vac
Potência Nominal (W)	2000	W
Potência Extra (10 seg.)	3000	W
Potência Extra (1,5 seg.)	4000	W
Potência de Surto	4600	W
Frequência (Hz)	50/60Hz +/- 0,2%	
Eficiência Máxima (%)	95	

Fonte: Adaptado de EPSOLAR, 2018

3.2.5 Dimensionamento dos condutores

Neste item foram dimensionados os condutores CC (lado da tensão contínua) e os condutores CA (lado da tensão alternada) até o quadro de disjuntores da residência. O correto dimensionamento dos cabos evita perdas de energia por aquecimento e quedas de tensão.

O dimensionamento para evitar a queda de tensão é realizado através da equação (19) e os resultados calculados podem ser visualizados na Tabela 20.

$$S (\text{mm}^2) = \rho \left(\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{d (\text{m}) \times I (\text{A})}{\Delta V (\text{V})} \quad (18)$$

Onde:

- ρ : Resistividade do cobre ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)
- d : Distância total do condutor, considerando o trecho de retorno, ida e volta (m)
- I : Corrente que passa pelo condutor (A)
- ΔV : Queda de tensão tolerada no cabeamento para o trecho analisado (V)
- S : Diâmetro do condutor (mm^2)

Tabela 20 - Dimensionamento dos condutores do SFI

Lado CC Painel/Controlador	Lado CC Bateria/Controlador	Lado CA
$\rho = 0,01724 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$	$\rho = 0,01724 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$	$\rho = 0,01724 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
d = 20 m	d = 5 m	d = 12 m
I = 16,24 A	I = 83 A	I = 27,3 A
V = 114,5 V	V = 24 V	V = 220,0 V
$\Delta V = 4,58 \text{ V}$	$\Delta V = 0,96 \text{ V}$	$\Delta V = 8,80 \text{ V}$
$\Delta V = 4,0 \%$	$\Delta V = 4,0 \%$	$\Delta V = 4,0 \%$
Scal. = 2,4 mm ²	Scal. = 15,0 mm ²	Scal. = 1,3 mm ²
S = 2,5 mm ²	S = 16 mm ²	S = 2,5 mm ²

Fonte: Autor

3.2.6 Lista de materiais SFI

Na Tabela 21 é apresentado o preço de aquisição dos principais componentes do SFI dimensionando nos itens anteriores. Os valores dos equipamentos foram obtidos no site da Neosolar (www.neosolar.com.br) e os cabos no site da loja Irmãos Abage (www.irmaosabage.com.br), ambos acessados em julho de 2018.

Tabela 21 - Custo estimado dos equipamentos SVFI, em Reais

Item	Descrição	Quant	Valor Unit.	Valor Total	%
1	Bateria Estacionária Heliar Freedom DF1500 (93Ah / 80Ah)	14	609,00	8.526,00	31,1%
2	Módulo Solar Fotovoltaico 150Wp - Yingli Solar YL150P-17b (policristalino)	10	409,00	4.090,00	14,9%
3	Controlador de Carga MPPT Epever eTracer-6415BND 60A 12/24/36/48V	1	3.199,00	3.199,00	11,7%
4	Inversor Senoidal Epsolar SHI2000-22 - 2000VA / 24Vcc / 220Vca	1	2.689,00	2.689,00	9,8%
5	Conector MC4 - Multibranch (par)	1	90,00	90,00	0,3%
6	Suporte para Painéis Fotovoltaicos - 4 Painéis de até 150Wp ou 2 de 270Wp	2	2.899,00	8.697,00	31,7%
7	cabo de cobre flexível 16mm ² , isolamento PVC 750/450V	10	7,75	77,50	0,3%
8	cabo de cobre flexível 2,5mm ² , isolamento PVC 750/450V	76	1,13	85,88	0,3%
	TOTAL equipamentos SFI			27.454,38	100%

Fonte: Autor

Na Figura 31 é possível visualizar os principais equipamentos orçados e na Figura 32 é apresentado o suporte para instalação dos painéis.



Figura 31 - Principais equipamentos do SFI

Fonte: www.neosolar.com.br/loja, acessado em junho/2018



Figura 32 - Suporte para Painéis Fotovoltaicos - 4 Painéis de até 150Wp

Fonte: <https://www.neosolar.com.br/loja/suporte-para-paineis-fotovoltaicos-4-placas.html>, acessado em junho/2018

3.3 SISTEMA DE BOMBEAMENTO DE ÁGUA

Neste item foi realizado o dimensionamento de um sistema fotovoltaico de bombeamento (SFB) para bombear a água que depois será utilizado na geração hidráulica.

Como premissa adotou-se que o reservatório superior ficará a 10 metros (h_r) (8 metros de altura e 2 metros de profundidade) e o reservatório inferior terá 2 metros de profundidade (h_p), totalizando 12 metros de altura bruta (h_m), como pode ser visualizado na Figura 33.

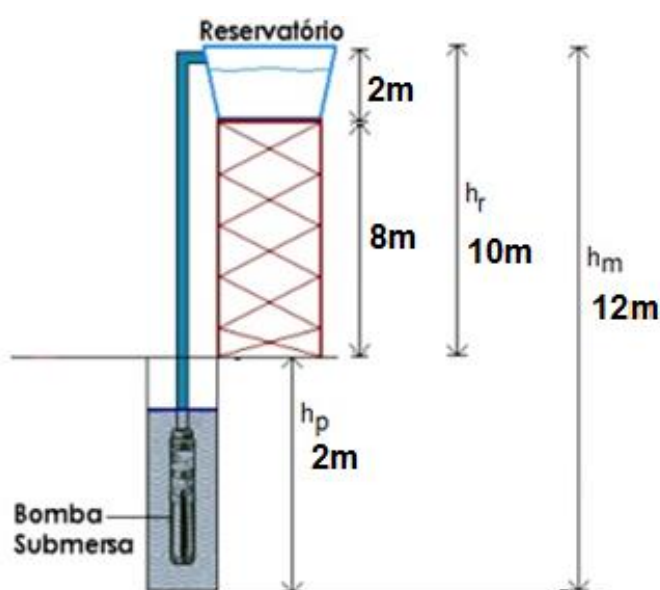


Figura 33 - Alturas do SFB

Fonte: Autor

No estudo realizado por Meléndez para avaliar o rendimento de três SFB, foram bombeados cerca de 30 m^3 a diversas alturas manométricas, sendo que o mesmo concluiu que os melhores rendimentos foram obtidos com bombas e controladores de potência especialmente desenvolvidos para utilização em SFB (MELENDEZ, 2009).

Baseado neste estudo, optou-se em buscar entre os fabricantes de SFB um equipamento que possibilitasse o bombeamento do maior volume possível, sendo localizada a bomba submersa SQL 14-3, com controlador CU200 da *Grundfos*, cujos os dados podem ser visualizados na Tabela 22.

Tabela 22 - Características da bomba solar Grundfos SQF 14-3 e controlador CU 200

Motor e bomba SQF 14-3	Controlador de potência CU 200
Tipo de motor: assíncrono	Consumo de energia: 5 W
Potência: 1,4 kW	Tensão nominal AC: 1 x 90-240 V
Tensão nominal AC: 1 x 90-240 V	Tensão nominal DC: 30-300 V
Tensão nominal DC: 30-300 V	Classe de proteção: IP55
Corrente nominal: 8,4 A	Fusível de reserva: 10 A
Fator de potência: 1,0	Carga máxima: 100 mA
Velocidade nominal: 500-3600 rpm	
Bomba: Submersa centrífuga de 3 estágios	

Fonte: <https://br.grundfos.com/>, acessado em 21/julho/2018

Definido o equipamento foi calculado a altura manométrica na qual a bomba deverá trabalhar. Isto foi realizado através do método citado no item 2.3.7, com o emprego das equações (8) e (7) e os valores citados abaixo:

$$h_t + h_c = (L_{tub} + \sum P_{conexões}) \cdot P_{tub} / 100 = 1,03m \quad (8)$$

Onde:

$$L_{tub} = 12 \text{ m}$$

$$P_{conexões} = 0,762 \text{ m (1 joelho } 90^\circ, \varnothing 50\text{mm, PVC, Tabela 8)}$$

$$P_{tub} = 8,10 \text{ m (Tubulação de } \varnothing 50\text{mm, vazão } 15\text{m}^3\text{/h, Tabela 7)}$$

Somando-se o valor encontrado para as perdas na altura bruta, tem-se que a altura manométrica é igual a:

$$h_{mc} = h_m + h_t + h_c = 12 + 1,03 = 13,03m \quad (7)$$

Utilizando das curvas de desempenho interativas existentes no site da Grundfos foi realizado um pré-dimensionamento, no qual verificou-se que a vazão na altura manométrica de 13 metros é de 18,6m³/h. Multiplicando esse valor por uma HSP igual a 5 tem-se que seria possível bombear 93m³ ao dia. As curvas de

desempenho e o ponto calculado no pré-dimensionamento podem ser visualizados na Figura 34, onde também pode-se visualizar que a potência necessária seria de 1,418kW e a eficiência da motobomba ficaria em 46,6%.

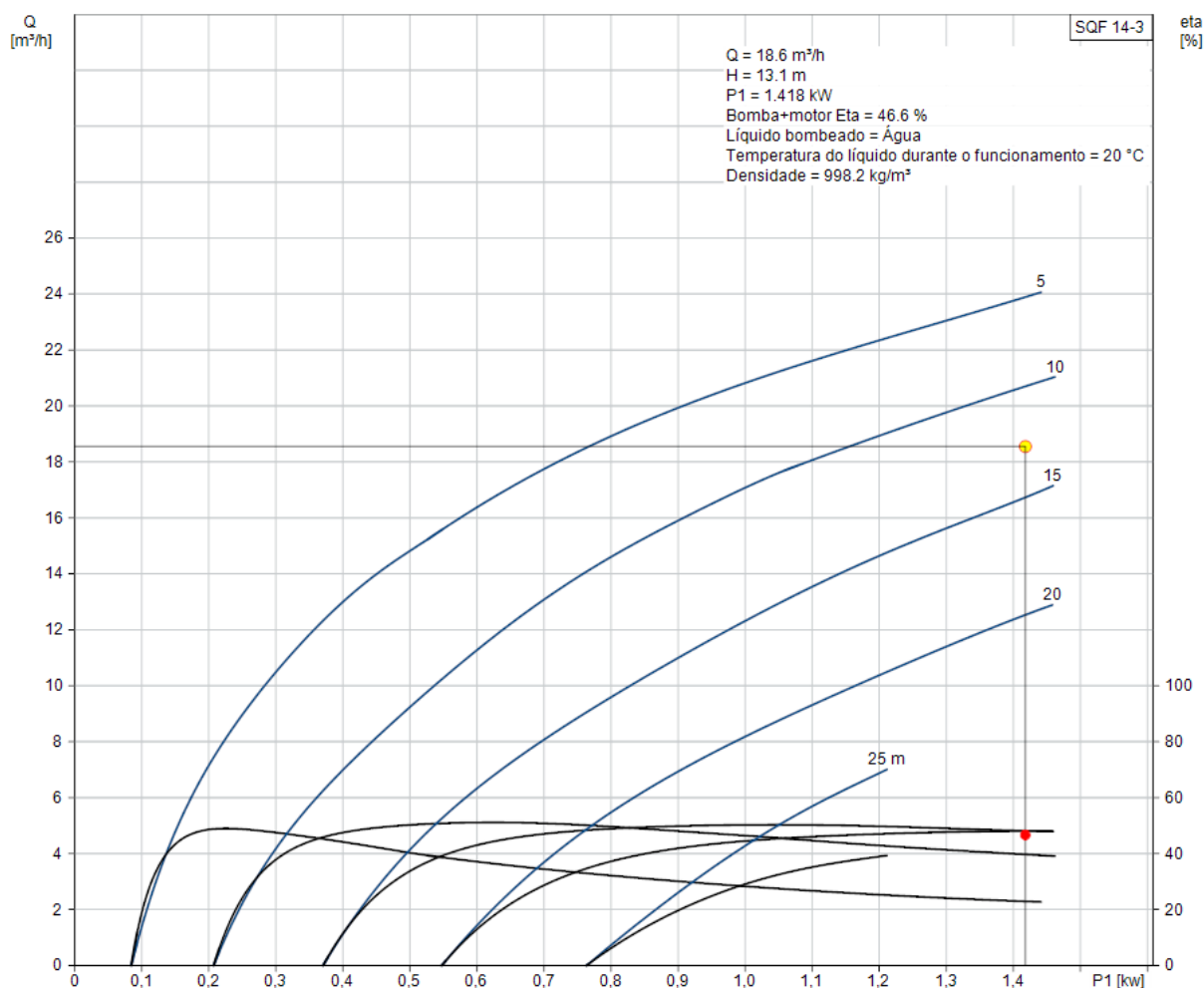


Figura 34 - Curvas de desempenho da bomba solar Grundfos SQF 14-3

Fonte: <https://br.grundfos.com/>, acessado em 21/julho/2018

Realizado esse pré-dimensionamento utilizou-se da ferramenta de dimensionamento da *Grundfos*, disponível em seu site (<https://product-selection.grundfos.com/front-page.html?qcid=392234798>) para dimensionar o SFB, o qual selecionou 8 módulos fotovoltaicos de silício policristalino de 270Wp, resultando em 2,16kWp, que bombeará em média 101,9m³/dia e cerca de 90m³/dia no pior mês, que foi junho.

O relatório do dimensionamento pode ser consultado no Anexo I e na Figura 35 podem ser visualizados os gráficos de produção de água mensal e diário do mês de julho.

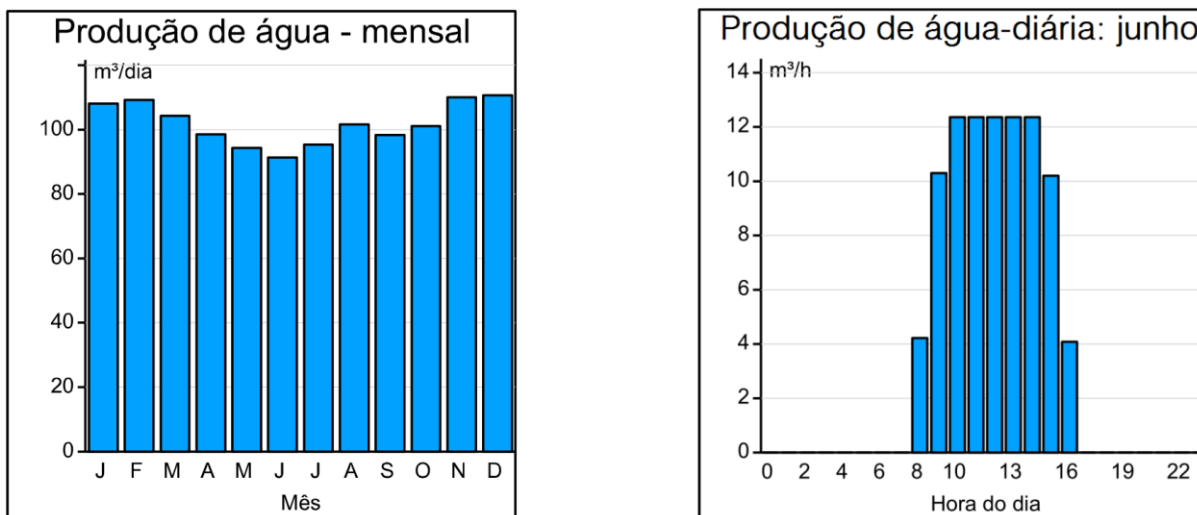


Figura 35 - Volume bombeado de água do sistema SQF 14-3 da Grundfos, mensal e diário do mês de junho

Fonte: Anexo I

3.4 ESTIMATIVA DA ENERGIA ACUMULADA NO RESERVATÓRIO SUPERIOR

No item anterior foi proposto um SFB capaz de bombear no mínimo 90 m³ para o reservatório a oito metros de altura. Toda essa água ao ser elevada ganhou uma energia potencial, que aplicada a um grupo-gerador hidráulico, conforme esquema da Figura 36, durante um certo intervalo de tempo será convertido em energia elétrica, descontadas as perdas do processo, que são resultado da eficiência do grupo-gerador e das perdas de carga na tubulação.

As perdas de carga na tubulação são mais simples de serem calculadas pois dependem apenas da vazão, do diâmetro e da quantidade de conexões e foram calculadas com base na Figura 36, pelas equações (8), (7) e utilizando os valores citados abaixo:

$$h_t + h_c = (L_{tub} + \sum P_{conexões}) \cdot P_{tub} / 100 = 0,434m \quad (8)$$

Onde:

L_{tub} = 8 m (comprimento da tubulação)

$P_{conexões}$ = 13,716 m (1 válvula globo, \varnothing 50mm, PVC, Tabela 8)

P_{tub} = 2,00 m (Tubulação de \varnothing 50mm, vazão 7m³/h, Tabela 7)

Somando-se o valor encontrado para as perdas na altura bruta, equação (7), tem-se que a altura manométrica, ou altura útil, é igual a:

$$H = h_{bruta} - (h_t + h_c) = 8 - 0,434 = 7,57m$$

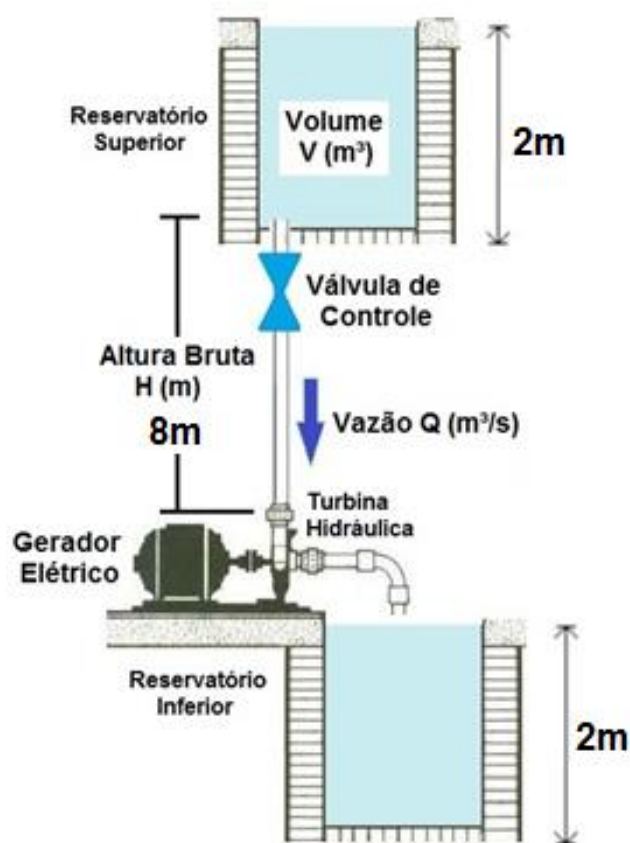


Figura 36 - Sistema proposto para a microgeração hidráulica
Fonte: Autor

Aplicando essa altura na equação (9) e já substituindo os valores de ρ e g é possível estimar a energia hidráulica (E_h) na unidade Watt x segundo (Ws), gerando a equação (9a).

$$E_h = \rho \cdot g \cdot h_{mc} \cdot V \quad (9) \quad (9a)$$

Para converter a unidade de Ws para Wh será necessário dividir equação (9a) por 3600, obtendo assim a equação (9b):

$$Eh = \rho.g.hmc.V \quad (9)$$

Multiplicando a equação (9b) pelo fator de rendimento do grupo-gerador temos equação (20), na qual é possível obter a energia elétrica (E_{el}),

$$hmc.V \quad (9) \quad (19)$$

$$E_{el} = Eh = \rho.g.hmc.V \quad (9)$$

Onde:

$\rho = 1000\text{kg/m}^3$ (densidade da água)

$g = 9,81\text{m/s}^2$ (aceleração da gravidade)

$hmc = 7,57\text{ m}$ (altura útil)

$V = 90\text{m}^3$ (volume do reservatório superior)

$\eta_{gg} = 0,53$ (rendimento do conjunto grupo-gerador)

Na equação (20) o rendimento de 53% refere-se ao conjunto grupo-gerador. Este valor foi utilizado com base no estudo realizado por Oliveira (2014), no qual realizou ensaios em uma bomba funcionando como turbina (BFT) conectada a um motor assíncrono conforme citado no item 2.4.4.

O principal objetivo desse item foi verificar se o volume de água bombeado representava uma energia elétrica significativa, o que foi confirmado quando foi encontrado o valor igual a 983,7 Wh.

3.5 PROJETO DA MICROGERAÇÃO HIDRÁULICA

O projeto de um sistema de geração hidráulica inicia pela determinação da energia potencial disponível no curso d'água, através da medição da vazão e do desnível do terreno.

Entretanto, como o objetivo deste estudo é reduzir o tamanho do banco de baterias dimensionado no item 3.2.3, com a geração realizada a partir de um reservatório suspenso, a sequência do projeto foi alterada.

O dimensionamento iniciou calculando-se a energia elétrica disponível a partir do volume que foi possível bombear com equipamentos disponíveis no mercado.

Conhecendo-se esse valor e a altura útil, que também foi dimensionada no item anterior, o próximo passo foi determinar a vazão e então localizar uma turbina e um gerador que atendessem aos requisitos de vazão e altura.

Para determinação da vazão foi definido um período diário para geração a partir da fonte hidráulica. Observando a curva de consumo da residência, disponível na Tabela 12, conclui-se que o melhor horário é das 18 às 24 horas, que corresponde ao período de seis horas no qual o consumo é de 966Wh e o pico de potência de 751W. Com esses valores foi possível plotar as curvas mostradas nas figuras Figura 37, Figura 38 e Figura 39.

Na Figura 37 o tempo de utilização do grupo-gerador foi variado de uma a seis horas e observado o comportamento da vazão, para três volumes de reservatório, 50m³, 90m³ e 110m³.

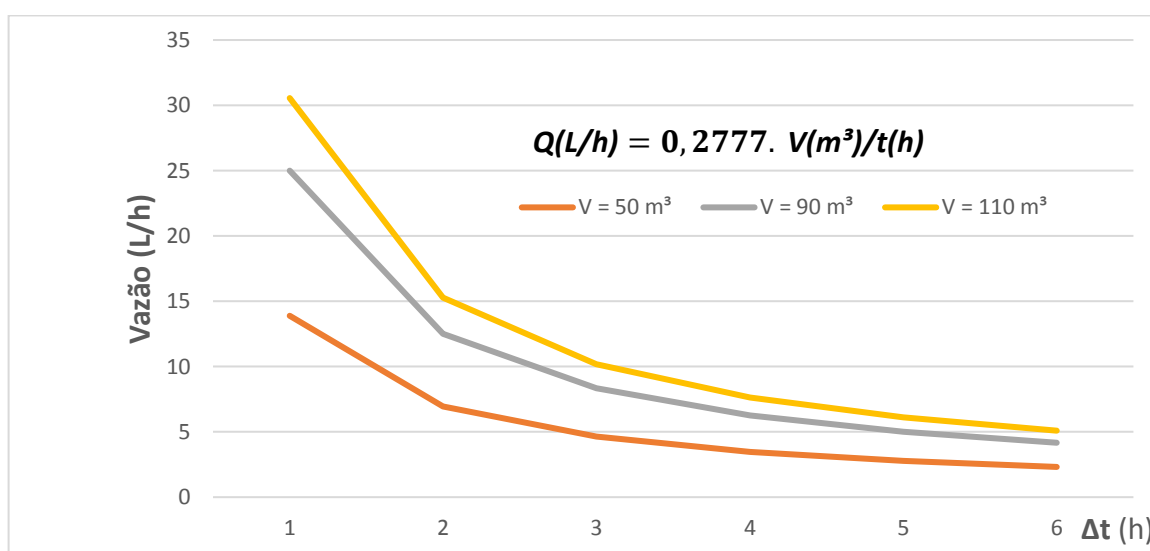


Figura 37 - Curvas da vazão em função do tempo e volume

Fonte: Autor

No gráfico da Figura 38 foram estimados os valores de potência variando o rendimento do grupo-gerador e a vazão. O rendimento (η_{gg}) igual a um utilizado nos gráficos é ideal e foi plotado apenas para fins de balizamento do limite superior da geração de energia e potência.

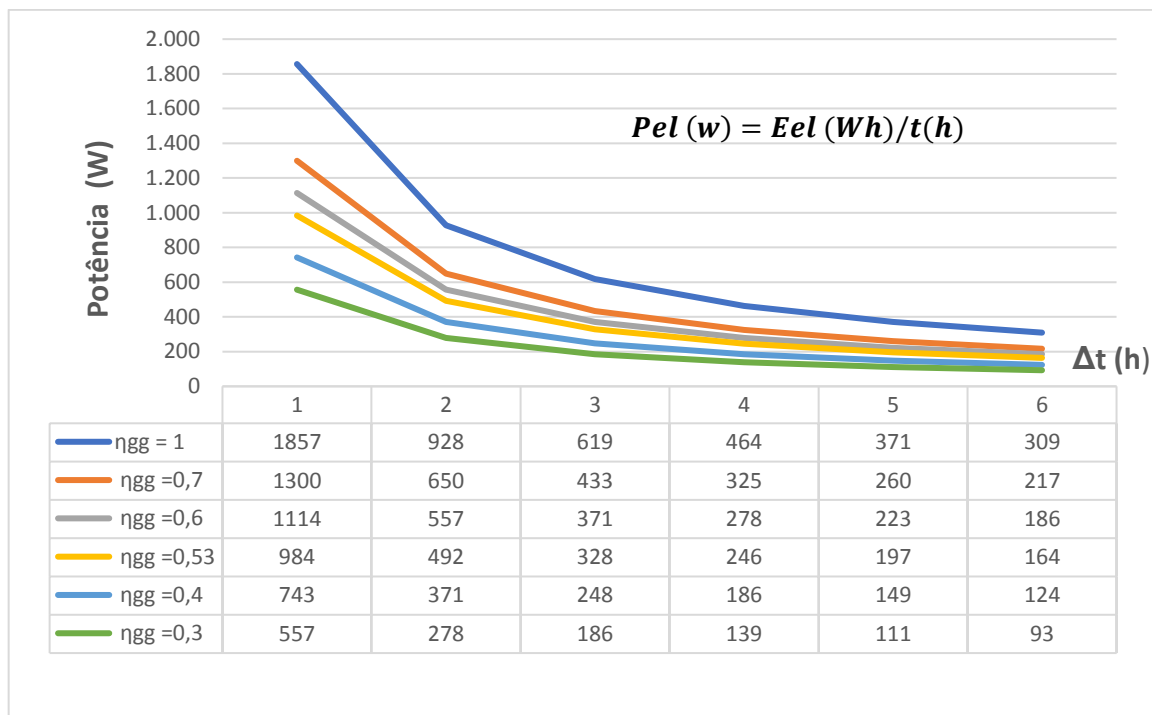


Figura 38 - Curvas da potência estimada em função da vazão e do rendimento

Fonte: Autor

No gráfico da Figura 39 foi estimado qual seria a energia elétrica gerada para três volumes de reservatório (50m³, 90m³ e 110m³), conforme diversos rendimentos (ηgg), que foi variando de 1,0 que é o ideal, até 0,3 que seria a estimativa mais conservadora.

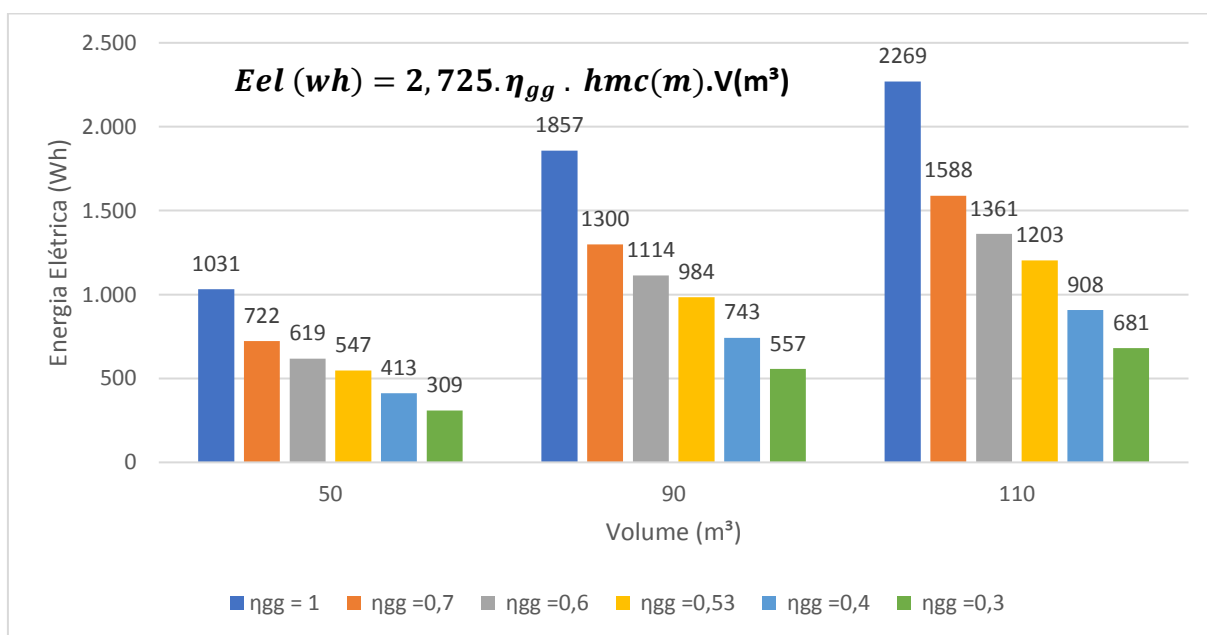


Figura 39 - Energia elétrica acumulada em função do volume e do rendimento

Fonte: Autor

Após estimados os valores de vazão, altura útil e potência o próximo passo foi encontrar um grupo-gerador de fabricação em escala comercial que atenda a esses requisitos.

3.5.1 Escolha da microturbina hidráulica

Para geração de energia a partir de pequenos volumes de água foram localizados dois equipamentos que disponibilizam os dados necessários para projeto, sendo um de fabricação espanhol e outro de fabricação norte americano. Esses equipamentos foram projetos para gerarem energia a partir da pressão existente em tubulações dos sistemas de fornecimento de água potável.

Para altura de manométrica de 7,57m o melhor rendimento foi obtido com o equipamento norte americano, apresentado na Figura 40.

Foram localizados alguns geradores que poderiam ser utilizados nesse estudo, mas não foram localizadas microturbinas hidráulicas que pudessem ser acoplados nesses geradores e o principal, que tivessem seus parâmetros disponibilizados para consulta. Por isto optou pelo equipamento norte americano, apesar do custo elevado de aquisição, cerca de U\$ 7.000,00 sem os impostos de importação e o frete.

Na Figura 41 são apresentadas as curva de vazão e potência gerada em função da pressão para a microturbina Micro Hydro 300-30. Foram desenhados em cada curva, na cor vermelha, uma linha para indicar o ponto de operação que é de 7,57m. Neste ponto a vazão necessária para girar a turbina é de aproximadamente 9,3m³/h e potência gerada de 75W.



Figura 40 - Microturbina hidráulica norte americana, marca CANYON HYDRO, modelo Micro-Hydro 300-30

Fonte: CANYON HYDRO, 2019

Turbine Range Charts

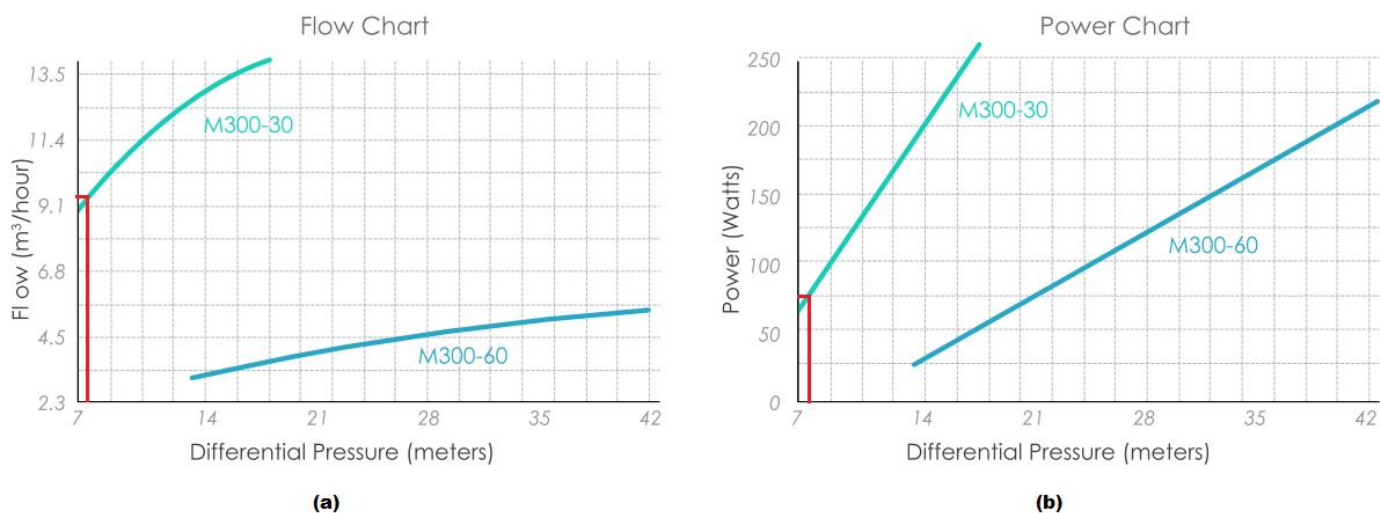


Figura 41 - Curva da vazão (a) e curva de potência gerada (b), ambas em função da pressão para a microturbina CANYON HYDRO

Fonte: Adaptado CANYON HYDRO, 2019

Considerando o reservatório com 90m³, a vazão de 9,3m³/h irá esvaziá-lo em 9,68h. Neste tempo com a turbina gerando a potência de 75W, seriam produzidos 725,8Wh. Comparando com a energia gerada em uma situação ideal, que é igual a

1.857Wh para o volume de 90m³, conforme gráfico da Figura 39, pode-se estimar o rendimento da microturbina da CANYON HYDRO, através da equação a seguir.

$$\eta = \frac{Energia_{Canyon\ Hydro}}{Energia_{rend=1}} = \frac{725,8\ Wh}{1.857\ Wh} = 0,39 \quad (20)$$

Onde:

$Energia_{Canyon\ Hydro}$ = Energia gerada pela microturbina à 7,57m e com 90m³ de água.

$Energia_{Rend=1}$ = Energia gerada por uma turbina com rendimento igual a 1, à 7,57m e 90m³ de água.

3.6 SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA HÍBRIDO FOTOVOLTAICO / HIDRÁULICO

A partir das informações obtidas nas etapas de dimensionamento do SFI, SFB e Microgeração Hidráulica, foi concebido o sistema híbrido, descrito a seguir.

3.6.1 Princípio de funcionamento do Sistema de Geração Híbrido Fotovoltaico / Hidráulico

Na

Figura 42 tem-se o esquema funcional completo da microgeração hidráulica. Durante o dia, quando há irradiação solar o painel fotovoltaico de 1.500 Wp gera energia para carregar as baterias e abastecer a residência. O carregamento do banco de baterias é realizado pelo controlador de carga e o inversor encarrega-se de converter a tensão contínua em tensão alternada. Paralelamente a isto o painel de 2.160 Wp bombeia água do reservatório inferior para o reservatório superior, sendo a alimentação, gerenciamento e proteção da bomba realizado pelo controlador CU200, que também a desliga a bomba quando o reservatório superior está cheio.

Quando cessa a irradiação solar e há consumo de energia na carga, a Unidade de Controle da Geração Hidráulica abre a válvula solenoide e a água do reservatório superior desce por gravidade, fazendo a microturbina girar e gerar energia elétrica, que é injetada no barramento CC, dispensando assim circuitos de sincronização. Os diodos instalados no barramento evitam que a energia gerada na turbina seja destinada para carregar as baterias. A Unidade de Controle monitora ainda o nível do reservatório superior, para fechar a válvula solenoide quando o mesmo estiver vazio. A vazão e o nível de tensão gerada são controlados pela Unidade de Controle da CANYON HYDRO, através da abertura e fechamento da válvula de modulação.

Diagrama do Sistema Híbrido Isolado para consumo diário de 2,421 kWh Fotovoltaico / Hidráulico

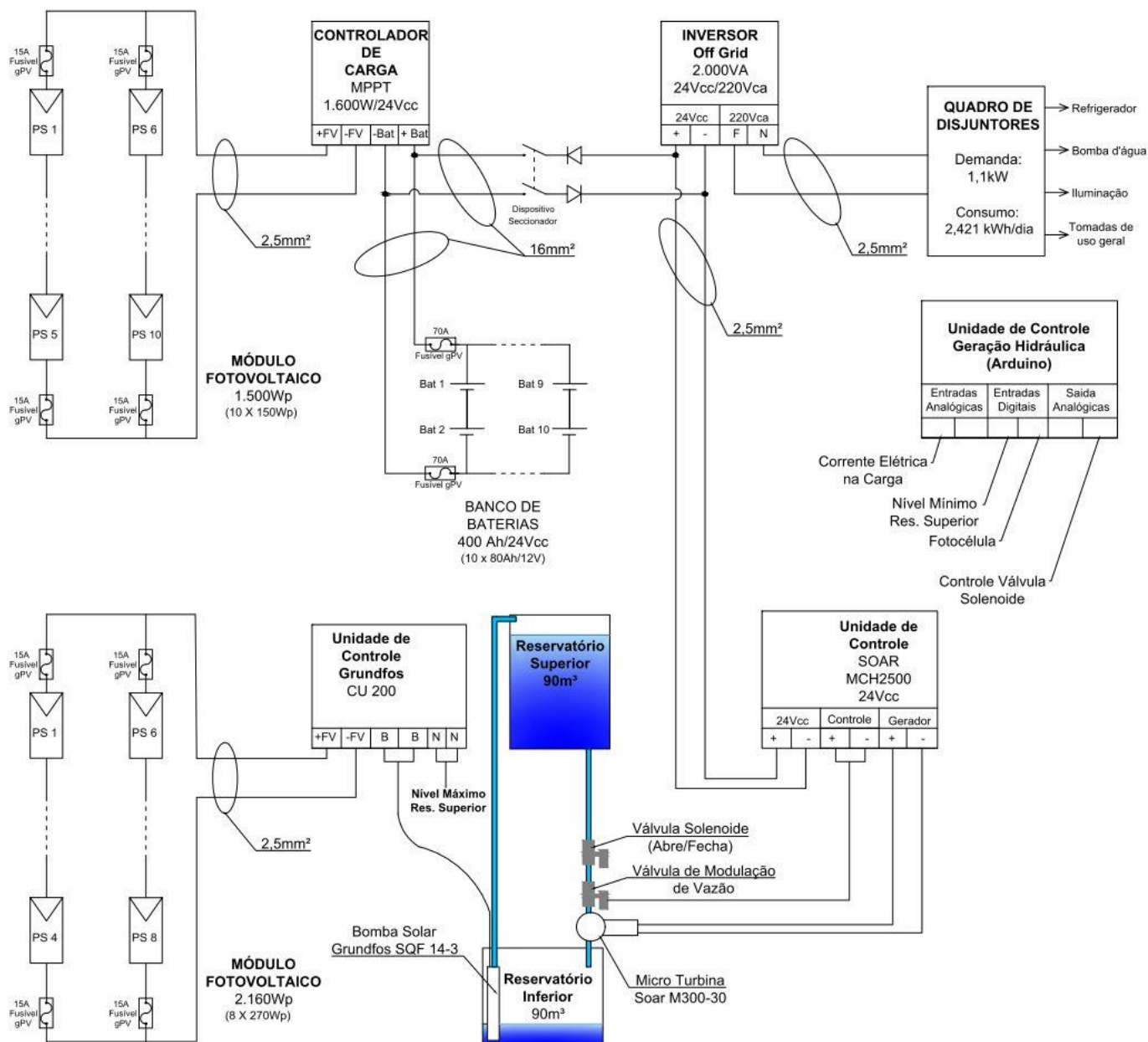


Figura 42 - Diagrama do Sistema Híbrido Fotovoltaico/Hidráulico
Fonte: Autor

3.6.2 Redimensionamento do banco de baterias

A demanda inicial, calculada no item 3.1 foi de 2.421 Wh/dia, sendo o banco de baterias necessário para atender a esse valor composto por 14 baterias de 80 Ah, resultando em 560 Ah/24Vcc. Com a possibilidade da utilização da energia

armazenada no reservatório superior (725Wh/dia para o volume de 90m³) o banco de baterias reduziria para 400 Ah/24Vcc, sendo composto por 10 baterias de 80Ah. Esse valor foi obtido com os mesmos parâmetros utilizados no dimensionamento realizado no item 3.2.3.

Na Tabela 23 é apresentado a comparação entre o banco de baterias inicial e o redimensionado, onde é possível observar redução de 28,6% no peso, capacidade, quantidade de baterias e preço inicial de aquisição, resultando em economia de R\$ 2.436,00.

Tabela 23 - Banco de baterias inicial e redimensionado

Banco de Baterias			
Características:	Inicial	Redimensionado	
Capacidade C20 (Ah)	80	80	
Modelo: Chumbo-ácido estacionária			
Arranjo			Variação (%)
Série (baterias)	2	2	
Paralelo (conjuntos)	7	5	
Quantidade (baterias)	14	10	28,6%
Tensão do banco (V)	24	24	
Capacidade do banco (Ah/24Vcc)	560	400	28,6%
Peso do banco (kg)	334,60	239,0	28,6%
Preço de aquisição (R\$)	8.526,00	6.090,00	28,6%

Fonte: Autor

O controlador, o inversor e os painéis solares não foram alterados porque são dimensionados conforme a demanda da carga, que não foi alterada.

3.6.3 Custo do Sistema Híbrido

Na Tabela 24 são apresentados os custos aproximados desse sistema, sendo que não foram considerados os custos com o frete, a estrutura de sustentação do reservatório superior e as bases dos dois reservatórios.

Tabela 24 - Custo Sistema Híbrido Fotovoltaico / Hidráulico

Item	Descrição	Valor (R\$)	%
1	Sistema Fotovoltaico Isolado	25.018,38	11,8%
2	Sistema de bombeamento	30.492,00	14,3%
3	Sistema de Microgeração Hidráulica	157.346,63	73,9%
Total Sistema Híbrido		210.168,01	100%

Fonte: Autor

Nas tabelas Tabela 25, Tabela 26 e Tabela 27 são apresentadas as especificações e os valores individuais dos principais componentes de cada subsistemas que compõe o Sistema Híbrido.

Tabela 25 - Custo do Sistema Fotovoltaico Isolado

Item	Descrição	Quant	Valor Unit.	Valor total	%
1	Sistema Fotovoltaico Isolado				
1.1	Bateria Estacionária Heliar Freedom DF1500 (93Ah / 80Ah)	10	609,00	6.090,00	24,3%
1.2	Módulo Solar Fotovoltaico 150Wp - Yingli Solar YL150P-17b (policristalino)	10	409,00	4.090,00	16,3%
1.3	Controlador de Carga MPPT Epever eTracer-6415BND 60A 12/24/36/48V	1	3.199,00	3.199,00	12,3%
1.4	Inversor Senoidal Epsolar SHI2000-22 - 2000VA / 24Vcc / 220Vca	1	2.689,00	2.689,00	10,7%
1.5	Conector MC4 - Multibranch (par)	1	90,00	90,00	0,4%
1.6	Suporte para Painéis Fotovoltaicos - 4 Painéis de até 150Wp ou 2 de 270Wp	3	2.899,00	8.697,00	34,8%
1.7	cabo de cobre flexível 16mm ² , isolação PVC 750/450V	10	7,75	77,50	0,3%
1.8	cabo de cobre flexível 2,5mm ² , isolação PVC 750/450V	76	1,13	85,88	0,3%
Subtotal 1: Sistema Fotovoltaico Isolado (SFI)				25.018,38	

Fonte: Autor

Tabela 26 - Custo do Sistema Fotovoltaico de Bombeamento

2	Sistema de Bombeamento	Quant	Valor Unit.	Valor total	%
2.1	Bomba SQF 14-3 Rp2 CPL.	1	8.675,00	8.675,00	28,5%
2.2	CU 200 <i>control unit</i> CPL	1	1.893,00	1.893,00	6,2%
2.3	Módulo Solar Fotovoltaico 270Wp - Jinko JKM270PP-60 (policristalino)	8	932,00	7.456,00	24,5%
2.4	<i>Array to controller wire kit</i> (MC4)	1	318,00	318,00	1,0%
2.5	<i>Array wire kit</i> (MC4)	1	237,00	237,00	0,8%
2.6	Interruptor de nível (on/off)	1	317,00	317,00	1,0%
2.7	Suporte para Painéis Fotovoltaicos - 4 Painéis de até 150Wp ou 2 de 270Wp	4	2.899,00	11.596,00	38,0%
Subtotal 2: Sistema Fotovoltaico de Bombeamento (SFB)				30.492,00	

Fonte: Autor

O custo elevado do sistema de microgeração ocorre em função do custo dos reservatórios inferior e superior, que foram orçados em R\$ 128.000,00, representando sozinho 60,1% do custo total do Sistema Híbrido e 81,3% do Sistema de Microgeração. Foram considerados reservatórios em aço com capacidade de 110m³ cada, que é o tamanho comercial mais próximo do maior volume de água a ser bombeado, previsto para o mês de dezembro em 110,6m³, conforme pode ser visualizado no Anexo I.

Tabela 27 - Custo do Sistema de Microgeração Hidráulica

3	Sistema de Micro Geração Hidráulica	Quant	Valor Unit.	Valor total	%
3.1	Micro gerador Hidráulico CANYON HYDRO M300-30	1	8.179,50	8.179,50	5,2%
3.2	Controlador CANYON HYDRO 24Vcc, Válvula de Modulação de Vazão	1	20.500,00	20.500,00	13,0%
3.3	Sensor de Nível Aquário Arduino PIC Microcontrolador CLP Led	2	36,00	72,00	0,05%
3.4	Arduino Nano V3	1	23,00	23,00	0,01%
3.5	Rele Fotoelétrico Fotocélula 12v 10a	1	23,00	23,00	0,01%
3.6	Fonte Chaveada 12v 10a Tipo Colmeia	1	49,90	49,90	0,03%
3.7	Resistor Shunt 50a 75mv	1	35,90	35,90	0,02%
3.8	Caixa Montagem PVC 250mmx160mmx120mm	1	54,33	54,33	0,03%
3.9	Cabos e conectores	1	50,00	50,00	0,03%
3.10	Válvula Solenoide 50mm	1	359,00	359,00	0,23%
3.11	Reservatório metálico de 110m ³	2	64.000,00	128.000,00	81,3%
Subtotal 3: Micro Geração Hidráulica				157.346,63	

Fonte: Autor

Conclui-se, a partir da análise dos valores apresentados nas tabelas acima, que embora o Sistema de Microgeração Hidráulica produza uma redução de 28,6%

no banco de baterias, equivalente a R\$ 2.436,00, a implementação do Sistema Híbrido não é viável, pois acarretaria em investimento inicial superior a R\$ 210.000,00.

4 SIMULAÇÕES E AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS

Neste capítulo foram realizadas simulações alterando a altura útil e o volume de água bombeada para tentar buscar uma região da curva de vazão e potência da microturbina CANYON HYDRO que apresentasse um melhor rendimento. Existem dois modelos de microturbina, o M300-30 e M300-60, e diversos modelos de bombas, sendo que para cada altura e vazão o *site* da Grundfos sugere um ou outro equipamento. Os equipamentos escolhidos estão indicados na Tabela 30.

Primeiramente, identificou-se as alturas úteis de geração, as vazões e as potências correspondentes aos extremos das curvas de fluxo e potência das microturbinas CANYON HYDRO, conforme destacado nas curvas da Figura 43 e anotados na Tabela 28.

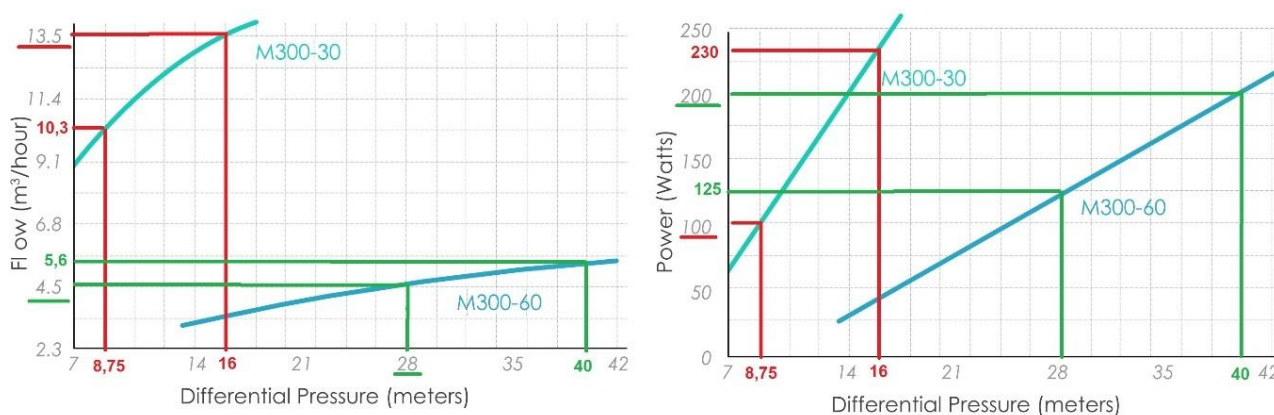


Figura 43 - Curvas de vazão e potência, das microturbinas CANYON HYDRO, utilizadas na simulação

Fonte: Adaptado CANYON HYDRO, 2019

O segundo passo foi, após definir as alturas úteis de geração em 8,75m 16m, 28m e 40m, calcular as alturas de bombeamento somando as profundidade de cada reservatório e as perdas de cargas, que resultou, respectivamente, em 12,8m, 20m, 32m e 44m.

O terceiro passo foi através das curvas de desempenho interativas existentes no site da Grundfos, já citado no item 3.3, calcular os volumes de água que podem ser bombeados para cada altura.

Conhecido o volume de água, a altura útil de geração, a vazão e a potência gerada foi calculado a energia acumulada e a energia efetivamente gerada pela microturbina, considerando seu rendimento em cada faixa de operação.

Foram realizadas quatro simulações que são apresentadas na Tabela 29.

Tabela 28 – Vazão e potência gerada para diferentes alturas

Simulação	Altura útil Turbina (m)	Vazão Turbina (m³/h)	Potência (w)
1	8,75	10,3	100
2	16	13,5	230
3	28	4,5	125
4	40	5,6	200

Fonte: Autor

Tabela 29 - Simulação da energia gerada em diferentes volumes e alturas

Simulação	Altura de bombeamento (m) (2) (3)	Volume Bombeado no pior mês (m³) (1)	Energia Acumulada (wh)	Tempo de geração p/ vazão constante na Turbina (h)	Energia Gerada (wh)	Rendimento Microturbina
1	12,8	100	2384	9,7	971	0,41
2	20,0	84	3662	6,2	1431	0,39
3	32,0	50	4815	11,1	1389	0,36
4	44,0	22	2398	3,9	786	0,33

Fonte: Autor

Obs.

1. O pior mês nas simulações foi junho.
2. Foi somado à altura útil da turbina a perda de carga, a profundidade do reservatório inferior e a profundidade do superior, ambos definidos em 2 metros.
3. Para cálculo da perda de carga, foi considerado tubulação de 2", um joelho 90° e um registro de gaveta. O cálculo foi realizado na vazão de cada simulação.

Tabela 30 - Equipamentos escolhidos para as simulações

Simulação	Modelo da Microturbina	Modelo da Bomba
1	M300-30	SQF 14-3
2	M300-30	SQF 14-3
3	M300-60	SQF 5A-7
4	M300-60	SQF 2.5-2

Fonte: Autor

Uma observação importante diz respeito ao volume máximo que seria bombeado, pois isto irá definir o tamanho do reservatório. Na Tabela 31 é apresentado este volume para cada simulação, que ocorrerá sempre no mês de dezembro.

Tabela 31 - Volume máximo bombeado

Simulação	Volume máximo bombeado (m³)	Reservatório (m³)
1	119,4	120
2	100,2	100
3	60	60
4	27,4	30

Fonte: Autor

Tabela 32 é possível observar a variação do banco de baterias em função da energia acumulada no reservatório superior que efetivamente seria convertida pela microturbina. A situação mais vantajosa foi a encontrada na simulação 2, na qual seriam necessários bombear no mínimo 84m³ a altura de 20 metros, possibilitando uma geração de 1.431Wh e uma redução de 57,1% no banco de baterias.

Tabela 32 - Variação do banco de baterias em função da microgeração hidráulica

Situação	Consumo Diário (Wh)	Reservatório			Banco de Baterias		Redução do banco de baterias
		Volume (m³)	Altura (m)	Energia (Wh)	Elementos	Capacidade	
Inicial	2426	0	0	0	14 x 80Ah/12V	560Ah/24V	0%
Híbrido		90	7,5	725	10 x 80Ah/12V	400Ah/24V	28,6%
Simulação 1		100	12,8	971	10 x 80Ah/12V	400Ah/24V	28,6%
Simulação 2		84	20,0	1431	6 x 80Ah/12V	240Ah/24V	57,1%
Simulação 3		50	32,0	1389	6 x 80Ah/12V	240Ah/24V	57,1%
Simulação 4		22	44,0	786	10 x 80Ah/12V	400Ah/24V	28,6%

Fonte: Autor

Os valores encontrados na simulação 2 comprovam que o sistema é viável tecnicamente, pois foi capaz de reduzir o banco de baterias em 57,1% a partir da energia potencial acumulada em 84m³ de água à 20 metros de altura (correspondente a 16 metros de altura útil), convertida em energia elétrica por uma microturbina com rendimento de 39%.

Porém esse sistema não se mostrou viável economicamente, pois seu custo de implantação, mesmo na situação da simulação 2, seria superior a R\$ 200.000,00.

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Este estudo iniciou-se com o objetivo de projetar um sistema de geração de energia, para consumidores isolados, utilizando energia fotovoltaica e geração hidráulica para reduzir o tamanho do banco de baterias.

Foram elaborados os projetos de um sistema de geração fotovoltaico isolado para atender uma família de quatro pessoas, de um sistema fotovoltaico para bombeamento de água, capaz de bombear por dia 90m³ à 12 metros de altura, e de um sistema de microgeração hidráulica. Foi, ainda, elaborado o projeto do sistema híbrido fotovoltaico / hidráulico, utilizando os dados e informações levando pelos três sistemas anteriores. O sistema híbrido projetado foi capaz de reduzir o banco de baterias em 28,6%, utilizando a energia potencial de 90m³ de água à altura útil de 7,57m, com uma microturbina com 39% de eficiência.

A avaliação técnica do sistema híbrido foi realizada através de simulações teóricas e a avaliação econômica através de cotação dos equipamentos no mercado nacional e internacional. Foram alteradas as alturas e volumes bombeados e consequentemente a energia potencial gerada pela microturbina, o que permitiu concluir que é possível reduzir o banco de baterias em até 57,1% utilizando uma microturbina com 39% de eficiência para converter em energia elétrica o potencial hidráulico armazenado em um reservatório de 84m³ à 16m de altura útil, comprovando assim que o sistema é viável tecnicamente.

Embora a análise técnica tenha comprovado a funcionalidade do sistema, a análise econômica deixou claro que ainda é inviável a sua construção. Para reduzir o banco em 57,1%, o que resultaria em uma economia no banco de baterias no valor de R\$ 4.872,00, seriam necessários investir mais de R\$ 200.000,00 na construção do sistema híbrido. Mais de 60% do valor do sistema híbrido corresponde à construção dos reservatórios inferior e superior.

Portanto concluiu-se que, embora o sistema tenha se mostrado inviável economicamente, o mesmo é viável tecnicamente.

Como recomendações para estudos similares, sugere-se o estudo da construção do sistema híbrido em locais onde exista uma elevação natural e seja possível escavar os reservatórios no próprio terreno. Outra recomendação é repetir o estudo caso seja localizado uma microturbina mais eficiente. Uma terceira sugestão é

a realização de estudos semelhantes utilizando o armazenamento da água em reservatórios pressurizados.

REFERENCIAS

- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, **Resolução normativa nº 482**. 2012. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br> >. Acessado em 28/01/2016.
- ANDRITZ. **Pumps used as turbines ACT/FPT series**. Austria. 6p. Disponível em: <<https://www.andritz.com/resource/blob/34004/fd9cdefb249b7fa645228add62d9aa26/hy-andritz-pumps-as-turbines-en-data.pdf>>. Acesso em 10 de Julho de 2018.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR-14298: Sistemas fotovoltaicos: banco de baterias: dimensionamento**. Rio de Janeiro, 1999.
- CANYON HYDRO. **Hydro Turbine Operations Manual**. Estados Unidos da América, 2018. 20p
- EPEVER. **User manual MPPT eTracer-BND series**. 48p. EPEVER. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/controlador-de-carga-mppt-epsolar-etramer-6415bnd-60a-12-24-36-48v.html>>. Acessado em Julho de 2018.
- EPSOLAR. **Pure Sine Wave Inverter SHI series**. 6p. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/loja/inversor-senoidal-epsolar-shi1000-22-2000va-24vcc-220vca.html?__SID=U>. Acessado em Julho de 2018.
- FEDRIZZI, Maria Cristina. **Fornecimento de Água com Sistemas de Bombeamento Fotovoltaicos: Dimensionamento Simplificado e Análise de Competitividade para Sistemas de Pequeno Porte**. 1997. 162p. Dissertação (Mestrado em Energia) - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo 1997. Disponível em: <http://www.iee.usp.br/lfs/sites/default/files/Mestrado_Cristina_Fedrizzi.pdf>. Acesso em 15 de 07 de 2018.
- FREEDOM. **Catalogo Técnico de Baterias Estacionárias da marca Helias/Freedom**. 6p. Disponível em: < <https://www.heliar.com.br/pt-br/produtos/estacionaria/heliar-freedom>>. Acesso em Julho de 2018.
- FRONIUS. **Dados técnicos Fronius Primo**. 178p. Disponível em:<http://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/produtos/residencial/inversor/fronius-primo/fronius-primo-5-0-1#acc_cf5d9658-f091-458f-917c-5863feb747d_4ba11114-5c60-4cb2-84cc-bdc1fda26776_>. Acesso em Julho de 2018.
- Governo do Brasil. **Energia elétrica chega a 97,8% dos domicílios brasileiros, mostra censo demográfico**. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/noticias/infraestrutura/2011/11/energia-eletrica-chega-a-97-8-dos-domicilios-brasileiros-mostra-censo-demografico>>. Acesso em 08 de 09 de 2018.

HENN, Érico Antonio Lopes. **MÁQUINAS DE FLUIDO**. 2ª ed. Santa Maria, RS: UFSM, 2006.

IG. **Mais de 2,7 milhões de brasileiros não têm energia elétrica, revela Censo 2010**. Disponível em: <<https://ultimosegundo.ig.com.br/brasil/mais-de-27-milhoes-de-brasileiros-nao-tem-energia-eletrica-revela-censo-2010/n1597368876772.html>>. Acesso em 08 de 09 de 2018.

IORRA, Paulo Roberto de Quadros. **Análise do potencial de microgeração hidroelétrica predial**. 2013. 57p. TCC - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013.

LOPES, Rafael Emilio; MARTINEZ, Carlos Barreira. O uso de bombas funcionando como turbinas para sistemas de recalque de água. **VI SEREA - Seminário Iberoamericano sobre Sistemas de Abastecimento Urbano de Água**. João Pessoa, junho de 2006. Disponível em: <<http://www.lenhs.ct.ufpb.br/html/downloads/serea/6serea/TRABALHOS/trabalhoO.pdf>>. Acesso em 19 de Julho de 2018.

MEDEIROS, Daniel de Macedo. **A utilização de bombas operando como turbinas e geradores de indução na geração de energia elétrica**. 2004. 152p. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia da Energia) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2004.

MELENDEZ, Teddy Arturo Flores. **Avaliação de sistemas fotovoltaicos de bombeamento**. 2009. 87p. Dissertação (Mestrado em Energia) - Universidade de São Paulo, São Paulo 2009.

MORAES, Natalia Pereira de. **Estudo de implantação de células a combustível em sistemas híbridos para produção de energia elétrica**. 2011. 162p. Dissertação (Mestrado em Energia) - Universidade Federal do ABC, Santo André, 2011.

MORAIS, Emanuel José Peloso de. **Modelo de turbinas do tipo bulbo para estudos de estabilidade eletromecânica de sistemas elétricos de potência**. 2011. 221p. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia da Energia) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2011

MORALES, Luis Roberto Valer. **A utilização de sistemas fotovoltaicos de bombeamento para irrigação em pequenas propriedades rurais**. 2011. 170p. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

OLIVEIRA, Adriano Filipe Monteiro. **Recuperação de energia hidráulica em sistemas de distribuição de água**. 2008. 123p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Faculdade de Engenharia Universidade do Porto, Porto-Portugal, 2008.

OLIVEIRA, Danilo dos Santos. **Avaliação experimental em modelo reduzido da turbina hidráulica Indalma**. 2014. 57p. Monografia - Universidade de Brasília, Brasília 2014. Disponível em: <<http://bdm.unb.br/handle/10483/9266>>. Acesso em 10 de julho de 2018.

PEREIRA, E. B.; Martins, F. B.; Gonçalves, A. R.; Costa, R. S.; Lima, F. J. L.; Rütther, R.; Abreu, S. L.; Tiepolo, G. M.; Pereira, S. V.; Souza, J. G.; . **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2ª ed.. São José dos Campos, 2017.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014. 530p. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em 17 de Julho de 2018.

PROCEL. **Procel Info**. Disponível em: <<http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View={B70B5A3C-19EF-499D-B7BC-D6FF3BABE5FA}>>. Acessado em 17 de Julho de 2018.

SCHNEIDER. **Lamina BC 98**. 3p. Disponível em: <<http://www.schneider.ind.br/media/203142/L%C3%A2mina-BC-98.pdf>>. Acessado em Julho de 2018.

SOSNOSKI, André Sandor Kajdacsy Balla. **Produção de energia por mini e micro hidrelétricas na rede de distribuição de água**. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

TUDOR. **Catálogo técnico de baterias estacionárias Tudor**. 6p. Disponível em: <www.tudor.com.br>. Acesso em Julho de 2018.

YINGLI SOLAR. **Catalogo técnico JS 150 Series**. 2p. Disponível em <<https://www.neosolar.com.br/loja/painel-solar-fotovoltaico-150wp-yingli-solar-yl150p-17b.html>>. Acesso em Julho de 2018.

ANEXO I



Projecto: ANEXO I
N.º referência: Versao 270wp

Cliente:
N.º cliente:
Contacto:

98979255 SQF 14-3

Dados-resumo

Volume água (máx): 75 m³/dia
 Mês de pico: Junho
 Sustentação estática acima solo: 10 m
 Dynamic water level: 2 m
 Orientação programável: Não (fixo)
 Local: Paraná, Brazil
 Latitude: -25.5005 DD, Longitude: -48.249 DD

Produtos

Bomba: SQF 14-3, 1 x 98979255
 Módulo solar: GF 270, 8 x 99299012
 Kit fios,painel p/caixa terminais: 1 x 98257868
 Kit fios, sist. a sist.: 1 x 98257892
 Caixa comutação/unid.controlo: CU 200, 1 x 96625360
 Interruptor nível: Interruptor de nível (on/off), 1 x 10748

Resul. dimension.-resumo

Produção água, caudal máximo e preço

Produção total de água por ano: 37200 m³
 Produção média água por dia: 101.9 m³/dia
 Produção média de água por watt por dia: 47.16 l/Wp/day

Funcionamen. típico à radiação solar 800 W/m²

Caudal: 13.2 m³/h
 Alt. manométrica total: 12.9 m

Configuração módulo solar:

N.º de módulos solares em série: 4, em paralelo: 2
 Tensão nominal pain.solar: 2.16 kW
 Tens.nominal pain.solar: 126.4 V
 Orientação programável: Não (fixo)
 Ângulo inclinação: 25 graus

Cabos e tubagens:

Pump cable length: 12 m
 Pump cable size: 1.5 mm²
 Perda tot. cabos: 2.2 %

Comprim.tubagem: 12 m
 Diâm. tubagem: 50.29 mm
 Perda por atrito: 0.9 m

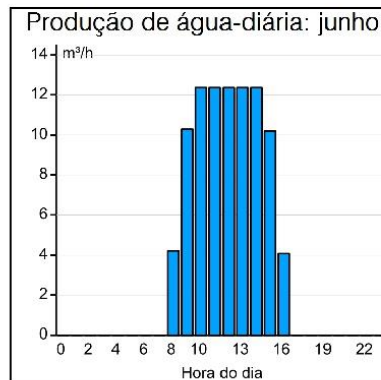
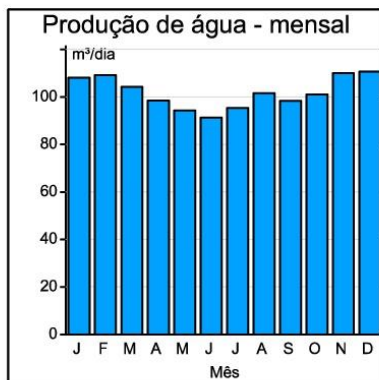
Funcionamento do sistema - média mensal

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	UDD
Produção de água [m³/dia]	108.1	109.2	104.3	98.5	94.3	91.3	95.3	101.6	98.3	101.1	110	110.6	90
Produção energia [kWh/day]	8.1	8.2	8.0	7.5	7.2	6.9	7.2	7.7	7.5	7.8	8.3	8.3	6.9
Radiação horizontal [kWh/m² dia]	4.9	5.0	4.6	3.8	3.2	2.9	3.1	3.8	3.9	4.4	5.1	5.2	2.7
Inclinação radiação [kWh/m² dia]	4.6	4.8	4.8	4.3	3.9	3.8	4.0	4.6	4.1	4.3	4.8	4.8	3.6
Temp.média [°C]	21.2	21.2	20.4	18.6	15.3	14.3	13.8	15.1	16.3	18.3	19.5	20.8	10
UDD é dia def. p/ utiliz. Junho.													

Local dados solares: Latitude: -25 DD, Longitude: -49 DD

Aliment. CA (segurança) - prod. água

Efeito saída mín. requerida: 1.5 kW
 CA 115 V: Produz: 13.7 m³/h
 CA 230 V: Produz: 17.7 m³/h



GRUNDFOS

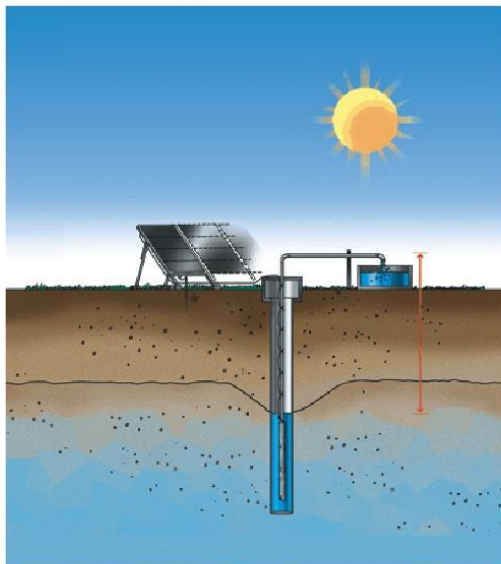
Nome empresa: Godoi Engenharia
Criado por:
Telefone:

Data: 21/07/2018

Projecto: ANEXO I
N.º referência: Versao 270wp

Cliente:
N.º cliente:
Contacto:

Instalação e entrada



Resultados do dimensionamento

Produção água, caudal máximo e preço

Produção total de água por ano: 37200 m³
 Produção média água por dia: 101.9 m³/dia
 Produção média de água por watt por dia: 47.16 l/Wp/day

Configuração módulo solar:

N.º de módulos solares em série: 4, em paralelo: 2
 Tensão nominal pain.solar: 2.16 kW
 Tens.nominal pain.solar: 126.4 V
 Orientação programável: Não (fixo)
 Ângulo inclinação: 25 graus

Funcionamen. típico à radiação solar 800 W/m²

Caudal: 13.2 m³/h
 Alt. manométrica total: 12.9 m

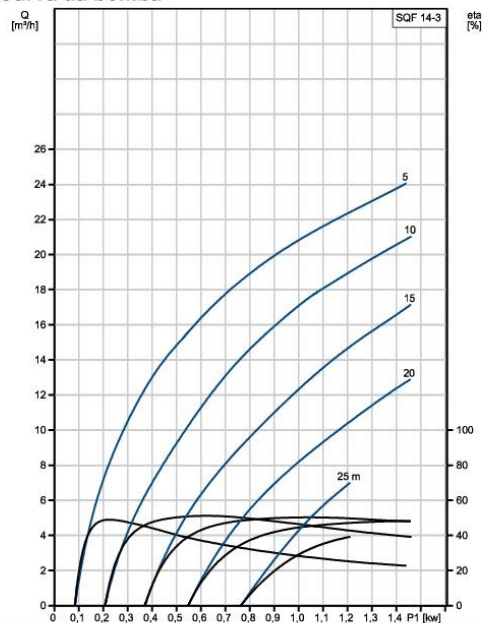
Cabos e tubagens:

Pump cable length: 12 m
 Pump cable size: 1.5 mm²
 Perda tot. cabos: 2.2 %

Comprim.tubagem: 12 m
 Diâm. tubagem: 50.29 mm
 Perda por atrito: 0.9 m

Local: Paraná, Brazil
 Latitude: -25.5005 DD, Longitude: -48.249 DD

Curva da bomba



Desenho dimensional

